

Universidad Carlos III de Madrid
Escuela Politécnica Superior



Ingeniería Industrial
Proyecto Fin de Carrera

Gestión de potencia en micro redes con generación renovable

Alumno: Cristina Carpio Chacón
Directores: Joaquín Eloy-García Carrasco
Miguel Montilla D'Jesus

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Leganés, 2014

PROYECTO FIN DE CARRERA

GESTIÓN DE POTENCIA EN MICRO REDES CON GENERACIÓN RENOVABLE

Autor

Cristina Carpio Chacón

Directores

Joaquín Eloy-García Carrasco

Miguel Montilla D'Jesus

Firma del tribunal calificador:

Firma

Presidente:

Vocal:

Secretario:

Calificación:

Leganés, de de

RESUMEN

Debido a los constantes cambios tecnológicos y a la importancia del medio ambiente en la sociedad, el sistema eléctrico debe tomar decisiones y evolucionar hacia una forma de generación de energía más limpia, pero manteniendo las consignas de operación del sistema.

Para ello es necesario el análisis de flujos de carga, de pérdidas y de tensiones en la red para poder determinar el impacto de esta generación de energía de origen renovable.

En la actualidad se dispone de diversos tipos de software para la realización de dichos estudios, ya sean privativos o libres. En el presente proyecto se desea trabajar con un software libre que se pueda adaptar a los requerimientos que se necesitan, por ello la primera parte del documento se enfoca al análisis de las diferentes herramientas disponibles y la elección de la que se considere más adecuada.

En la segunda parte del documento se trata la gestión de potencia dentro de una micro red con generadores eólico y fotovoltaico. La regulación de la tensión en la MR con la inyección de potencia reactiva, por parte de generadores distribuidos de origen renovable, con y sin limitaciones a la hora de inyectar potencia reactiva y analizando las pérdidas en el sistema. Sin embargo, si la inyección de reactiva no es suficiente para el restablecimiento de la tensión, se llega al deslastre de carga.

ÍNDICE

RESUMEN	4
I. LISTA DE TABLAS.....	7
II. LISTA DE FIGURAS.....	8
1. INTRODUCCIÓN	10
1.1. INTRODUCCIÓN	10
1.2. MOTIVACIÓN.....	11
1.3. OBJETIVOS.....	12
1.4. ESTRUCTURA DEL PROYECTO	12
2. FLUJOS DE CARGA	14
2.1.1. Introducción al Flujo de Cargas	15
2.1.2. Planteamiento del modelo del Flujo de Carga.....	16
2.1.3. Métodos numéricos para resolver ecuaciones no lineales.....	19
2.1.3.1 Método GAUSS-SEIDEL	19
2.1.3.1.2 Conclusiones del método de GAUSS-SEIDEL	20
2.1.3.2 Método NEWTON-RAPHSON	21
2.1.3.2.2 Conclusiones del método de NEWTON-RAPHSON	23
2.1.4. Dirección del Flujo de Potencia	23
3. SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA	25
3.1. DIFERENCIAS ENTRE SOFTWARE PRIVADO Y SOFTWARE LIBRE.....	25
3.1.1. Introducción.....	26
Modelo de la Información Común.....	26
Programas para el análisis de sistemas eléctricos	27
3.1.2. Software Privado	27
3.1.3. Software Libre.....	28
3.1.3.2 Características de algunos programas de Software Libre.....	31
3.1.3.3 Elección del lenguaje de programación en los proyectos.....	32
3.2. SIMULACIONES DE FLUJOS DE CARGA ENTRE PYTHON Y MATLAB.....	32
3.2.1. Dependencia con el método de simulación.....	33
3.2.1.1 Módulo mppoption/ppoption	33
3.2.1.2 Simulaciones ajustando el método de resolución.	34
3.3. PSAT	36
4. ANÁLISIS DE LA MICRO RED EN RÉGIMEN PERMANENTE.....	40

4.1. DESCRIPCIÓN DE LA RED DE ESTUDIO.....	40
4.1.1. Diagrama unifilar	40
4.1.2. Líneas de Transmisión	41
4.1.3. Generadores	43
4.1.4. Cargas	44
4.1.4.2 Modelos estáticos de carga	46
4.1.4.2.2 Cargas PQ constante ($\alpha=0$, $\beta=0$).....	48
4.1.4.2.3 Cargas I constante ($\alpha=1$, $\beta=1$)	49
4.1.4.2.4 Cargas Z constante ($\alpha=2$, $\beta=2$).....	50
4.2. CONCLUSIONES	51
5. SIMULACIONES.....	52
5.2. CASO BASE DEL ESTUDIO	55
5.3. AJUSTE DE TENSIONES	58
5.3.1. Generador Eólico sin límite.....	59
5.3.2. Generador Eólico con límite.	63
5.3.3. Generador Fotovoltaico sin límite.	66
5.3.4. Generador Fotovoltaico con límite.....	69
5.3.5. Generador Solar y Fotovoltaico con límite.	73
5.3.5.1 Límite que permite estabilizar la tensión.....	73
5.3.5.2 Límite que no permite estabilizar tensión	76
5.3.5.2.1 Reactiva Eolica Superior	76
5.3.5.2.2 Reactiva Fotovoltaica Superior	79
5.3.5.2.3 Deslastre de carga.	82
6. CONCLUSIONES	87
Trabajos futuros	89
7. BIBLIOGRAFIA.....	90
ANEXOS.....	91
A. CONCEPTOS BÁSICOS	91
A.1. Potencia en circuitos de ca monofásicos.....	91
A.2. Potencia Compleja.....	94
A.3. Triángulo de Potencia.....	94
A.4. Cantidades en por unidad	95
A.4.2. Cambios de una base a otra	97
B. Método DESACOPADO RÁPIDO	98
B.1. Conclusiones del método de DESACOPADO RÁPIDO	99
C. COMANDOS EN MATLAB Y PYTHON.....	100

I. Lista de tablas.

<i>Tabla 2 1. Clasificación de los tipos de nudos. Datos e incógnitas</i>	<i>18</i>
<i>Tabla 2 2. Dirección del Flujo de P y Q.....</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 3 1. Paquetes de código abierto y libre para análisis de sistemas de potencia</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 3 2. Iteraciones, tiempo y error de convergencia con Newton-Raphson</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 3 3. Iteraciones, tiempo y error de convergencia con Gauss-Seidel.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 3 4. Comparación del soporte de Matlab y Octave con PSAT.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 4 1. Parámetros de las líneas de la Red.</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 4 2. Flujo de Carga con Cargas PQ constante</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 4 3. Flujo de potencia por las líneas PQ constante</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 4 4. Flujo de Carga con Cargas I constante.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 4 5. Flujo de potencia por las líneas I constante</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 4 6. Flujo de Carga con Cargas Z constante.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 4 7. Flujo de potencia por las líneas I constante</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 5 1. Resultados de Flujo de Cargas para cada Bus.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 5 2. Potencias transferidas por cada línea.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 5 3. Reporte total.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 5 4. Resultados flujo de carga inyectando reactiva</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 5 5. Potencias transferidas por cada línea.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 5 6. Flujo de cargas con LOAD</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 5 7. Cambios en la Potencia Reactiva.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 7 1. Principales comandos de programación.....</i>	<i>100</i>

II. Lista de figuras.

Fig. 2.1. Planteamiento del problema del Flujo de Cargas	15
Fig. 2.2. Modelado de una barra	16
Fig. 3.1. Funcionamiento de PSAT	37
Fig. 3.2. GUI principal de PSAT.....	38
Fig. 3.3. Librería Simulink de PSAT.....	39
Fig. 4.1. Diagrama de la MR. PSAT.....	41
Fig. 4.2. Modelo en II para líneas de transmisión.....	42
Fig. 4.3. Modelo de un generador	43
Fig. 4.4. Generación Renovable	44
Fig. 4.5. Demanda en la micro red.....	45
Fig. 4.6. Modelo cargas estáticas PSAT.....	47
Fig. 5.1. Perfil de tensiones.....	55
Fig. 5.2. Perfil ángulos	56
Fig. 5.3. Potencias Activas generadas	56
Fig. 5.4. Potencias Reactivas generadas.....	57
Fig. 5.5. Pérdidas Micro-Red.....	57
Fig. 5.6. Perfil de tensiones.....	59
Fig. 5.7. Perfil ángulos	59
Fig. 5.8. Potencias activas generadas.....	60
Fig. 5.9. Potencias reactivas generadas	60
Fig. 5.10. Pérdidas Micro-Red.....	61
Fig. 5.11. Potencia Reactiva Inyectada.....	62
Fig. 5.12. Perfil de tensiones.....	63
Fig. 5.13. Perfil ángulos	63
Fig. 5.14. Potencias activas generadas.....	64
Fig. 5.15. Potencias reactivas generadas	64
Fig. 5.16. Comparativa de pérdidas en el sistema.	65
Fig. 5.17. Reactiva inyectada limitada.....	66
Fig. 5.18. Perfil de tensiones.....	66
Fig. 5.19. Perfil ángulos	67
Fig. 5.20. Potencias activas generadas.....	67
Fig. 5.21. Potencias reactivas generadas	68
Fig. 5.22. Comparativa de pérdidas en el sistema.	69
Fig. 5.23. Potencia Reactiva inyectada al sistema en cada instante de tiempo.	69
Fig. 5.24. Perfil de tensiones.....	70

<i>Fig. 5.25. Perfil ángulos</i>	<i>70</i>
<i>Fig. 5.26. Potencias activas generadas.....</i>	<i>71</i>
<i>Fig. 5.27. Potencias reactivas generadas</i>	<i>71</i>
<i>Fig. 5.28. Comparativa de pérdidas en el sistema.....</i>	<i>72</i>
<i>Fig. 5.29. Potencia Reactiva inyectada al sistema en cada instante de tiempo.....</i>	<i>72</i>
<i>Fig. 5.30. Perfil de tensiones.....</i>	<i>73</i>
<i>Fig. 5.31. Perfil ángulos</i>	<i>73</i>
<i>Fig. 5.32. Potencias activas generadas.....</i>	<i>74</i>
<i>Fig. 5.33. Potencias reactivas generadas</i>	<i>74</i>
<i>Fig. 5.34. Comparativa de pérdidas en el sistema.....</i>	<i>75</i>
<i>Fig. 5.35. Potencia Reactiva inyectada al sistema en cada instante de tiempo.....</i>	<i>75</i>
<i>Fig. 5.36. Perfil de tensiones.....</i>	<i>76</i>
<i>Fig. 5.37. Perfil ángulos</i>	<i>77</i>
<i>Fig. 5.38. Potencias activas generadas.....</i>	<i>77</i>
<i>Fig. 5.39. Potencias reactivas generadas</i>	<i>77</i>
<i>Fig. 5.40. Comparativa de pérdidas en el sistema.....</i>	<i>78</i>
<i>Fig. 5.41. Potencia Reactiva inyectada al sistema en cada instante de tiempo.....</i>	<i>78</i>
<i>Fig. 5.42. Perfil de tensiones.....</i>	<i>79</i>
<i>Fig. 5.43. Perfil ángulos</i>	<i>80</i>
<i>Fig. 5.44. Potencias activas generadas.....</i>	<i>80</i>
<i>Fig. 5.45. Potencias reactivas generadas</i>	<i>80</i>
<i>Fig. 5.46. Comparativa de pérdidas en el sistema.....</i>	<i>81</i>
<i>Fig. 5.47. Potencia Reactiva inyectada al sistema en cada instante de tiempo.....</i>	<i>81</i>
<i>Fig. 5.48. Perfil de tensiones.....</i>	<i>82</i>
<i>Fig. 5.49. Perfil ángulos</i>	<i>83</i>
<i>Fig. 5.50. Potencias activas generadas.....</i>	<i>83</i>
<i>Fig. 5.51. Potencias reactivas generadas</i>	<i>83</i>
<i>Fig. 5.52. Comparativa de pérdidas en el sistema.....</i>	<i>84</i>
<i>Fig. 5.53. Perfil de tensiones.....</i>	<i>84</i>
<i>Fig. 5.54. Perfil ángulos</i>	<i>84</i>
<i>Fig. 5.55. Potencias Demandas antes y después del deslastre de carga.....</i>	<i>85</i>
<i>Fig. 5.56. Comparativa de pérdidas en el sistema.....</i>	<i>85</i>
<i>Fig. 7.1. Triángulo de potencia</i>	<i>95</i>

1. INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, tanto en nuestro país como en el resto del mundo, temas como la conservación de los recursos naturales y la protección del medio ambiente han alcanzado gran importancia. Una de las áreas de grandes problemas medio ambientales es la generación de energía y son muchos los esfuerzos que hay que promover a fin de articular un porvenir más esperanzador para las generaciones futuras, y en este sentido, uno de los logros más significativos es, sin duda, el desarrollo de nuevas actitudes respecto del uso racional de energía y políticas que fomentan al máximo el uso de energías renovables, tales como la eólica, solar, hidráulica y biomasa, que reducen las emisiones de gases que producen el calentamiento del planeta. Una de estas políticas es el Protocolo de Kyoto, el cual tiene como objetivo reducir sustancialmente las emisiones de dióxido de carbono (CO_2), y son muchos los países, entre ellos España, que tienen programas con objetivos concretos de incremento del uso de estas estrategias renovables. En este contexto, en los últimos tiempos se ha producido un fuerte impulso en el desarrollo y utilización de distintas tecnologías de generación a pequeña escala, en particular aquellas relacionadas con fuentes renovables.

Este tipo de generación denominada **Generación Distribuida (GD)** se define como el uso estratégico de unidades modulares de generación eléctrica, instaladas de forma aislada para proporcionar un servicio específico, o interconectadas a las redes de distribución de electricidad en la cercanía de los consumos, para reducir el costo del servicio y mejorar la calidad de la energía entregada.

El uso de la GD ayuda a solucionar parte de los problemas del mundo energético actual como la escasez de recursos energéticos y económicos y la contaminación ambiental, convirtiéndose en una prometedora alternativa para el suministro energético en países desarrollados, donde paralelamente sus sistemas eléctricos están siendo objeto en los últimos años de importantes cambios regulatorios, económicos y tecnológicos, introduciendo mecanismos de libre competencia. El marco legal actual en España y otros países contempla aspectos tales como la separación contable y de gestión de las actividades de generación,

transporte y distribución, el concurso libre para nuevas plantas de generación, la creación del sistema independiente o el acceso de terceros a la red.

En este nuevo escenario, de un mercado eléctrico liberalizado la flexibilidad de la GD con su pequeño tamaño en comparación con las grandes centrales de generación, añadido a sus ventajas ambientales, ya comentadas, hace que este tipo de generación tenga unas perspectivas futuras de introducción masiva en los sistemas eléctricos con los consiguientes desafíos técnicos y económicos que ello supone.

1.2. MOTIVACIÓN

Del conjunto de retos técnicos y económicos que crea la introducción de GD en el sistema eléctrico de potencia, surge la motivación central del presente proyecto, que es estudiar y contribuir al conocimiento del impacto de esta tecnología en la seguridad, fiabilidad y calidad del suministro eléctrico de los sistemas de distribución.

La introducción de GD en el sistema de distribución puede impactar de forma importante en los flujos de potencia y en los niveles de tensión en los consumidores, dando lugar a importantes problemas técnicos que deben ser considerados cuando realizamos estas conexiones.

Por tanto es importante que en la introducción de la GD en los sistemas de distribución, además del beneficio económico se deba asegurar la fiabilidad, seguridad y calidad de suministro en el sistema de distribución, el cual debe cumplir las restricciones técnicas de los criterios operativos, objetivo principal del presente proyecto.

1.3. OBJETIVOS

El objetivo del presente proyecto es poder evaluar en diferentes escenarios el impacto que supone la introducción de GD en el sistema de distribución, con respecto a la operación del sistema, y analizar por tanto:

- Flujos de potencia
- Pérdidas en la red
- Variaciones de tensión

Los objetivos específicos a cumplir son:

- Para realizar dichos análisis en la red, es necesario el uso de una herramienta de gran capacidad de cálculo. Para ello, uno de los objetivos a cumplir es el de analizar los diferentes tipos de software del que se dispone para realizar dichos análisis eléctricos, y la toma de decisiones para la obtención del software con el que se realizarán los estudios de la red del presente proyecto. En base a esto último, una vez escogido el software, el siguiente paso es el de comprender y aprender el manejo de la herramienta de simulación.
- Estudio práctico de simulación del comportamiento de una micro red, con distintos tipos de generación y cargas. Se trata de gestionar la energía en dicha red en función de su disponibilidad.

1.4. ESTRUCTURA DEL PROYECTO

Este proyecto está estructurado en 6 capítulos:

- Capítulo 1: Contiene la introducción, la motivación y los objetivos del proyecto.
- Capítulo 2: Breve descripción teórica de flujos de carga.
- Capítulo 3: Introducción a las herramientas de análisis de sistemas eléctricos. Descripción de software libre y software privativo. Toma de decisiones para la elección de la herramienta adecuada.

- Capítulo 4: Descripción de los elementos de un diagrama unifilar para una micro red.
- Capítulo 5: Describe las simulaciones realizadas y muestra los resultados obtenidos.
- Capítulo 6: Incluye las conclusiones del proyecto y trabajos futuros.
- Capítulo 7: Bibliografía y Anexos. Descripción teórica de las variables y conceptos más importantes para el análisis de sistemas eléctricos.

2. FLUJOS DE CARGA

El objetivo principal de un sistema eléctrico de potencia es proveer un servicio confiable e ininterrumpido a las cargas que alimentan, pero no solo eso, sino que además es imprescindible que los niveles de voltaje y el valor de la frecuencia se mantengan constantes en sus valores nominales, o al menos lo más cercanos posibles para que estos elementos conectados a la red puedan funcionar correctamente.

La capacidad del sistema para poder transmitir energía permanentemente a la carga eléctrica a la que está conectada, manteniendo el voltaje dentro de los parámetros establecidos en la norma, es uno de los requisitos más importantes a cumplir y será el objeto de estudio del presente proyecto.

Con la información que se genera en estos estudios, el diseñador puede:

- Verificar y determinar cuáles son las capacidades en cuanto a potencia eléctrica en régimen permanente que el equipo puede soportar.
- Verificar que el voltaje no tenga caídas excesivas y se mantenga dentro de los márgenes definidos.
- Mejorar el diseño, comparando el nivel de pérdidas entre dos opciones diferentes.
- Establecer el comportamiento horario de las cargas y predecir variables económicas relacionadas con el consumo de energía.

Estos estudios suelen realizarse en las siguientes ocasiones:

- Etapas de diseño y planificación de sistemas eléctricos de potencia.
- Cuando hay variaciones importantes en la carga, generalmente aumento de la misma, y se requiere evaluar los posibles impactos.
- Como parte de análisis para estudiar posibles ahorros de energía.

2.1.1. Introducción al Flujo de Cargas

Los estudios de flujo de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también de la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principalmente que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias activa y reactiva que fluyen en cada línea [4].

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

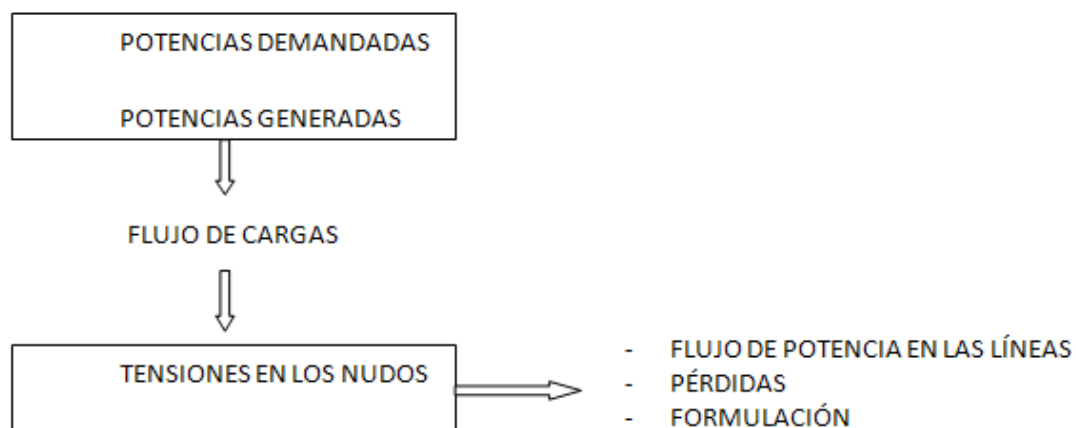


Fig. 2.1. Planteamiento del problema del Flujo de Cargas

Dado que las características topológicas de una red son fijas (considerando que las ramas en servicio y los valores de impedancia de éstas no varían), el voltaje y la frecuencia de un sistema dependen de la carga que esté conectada a él y los flujos de potencia que se den entre las barras. El análisis de flujo de cargas o PF, de sus siglas en inglés (Power Flow) tiene como objetivo calcular estos voltajes en módulo y ángulo y con ellos determinar los flujos de potencia que circulan por las ramas.

2.1.2. Planteamiento del modelo del Flujo de Carga

La Fig. 2.3 muestra el modelo gráfico de barra, nudo o bus cualquiera de un sistema eléctrico, que se encuentra dentro de una red eléctrica, y que está conectada a tierra mediante una admitancia.

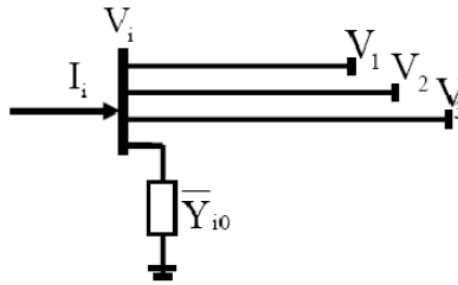


Fig. 2.2. Modelado de una barra

El objetivo del flujo de cargas es calcular la tensión en cada barra, si se aplica la ley de corrientes de Kirchoff a la barra, se puede calcular la corriente inyectada a la barra y los voltajes en otras barras del sistema conectadas mediante líneas modeladas como admitancias a la barra en estudio.

Aplicando el método de los nudos:

$$[I] = [Y] \cdot [U] \quad (2.1)$$

donde,

$[I]$ es la matriz de intensidades inyectada en los nudos.

$[Y]$ es la matriz de admitancias.

$[U]$ es la matriz de tensión en los nudos.

Por lo tanto si, $S_i = \overline{U}_i \cdot \overline{I}_i^*$ y

$$S_i = P_i + j \cdot Q_i = \overline{S_{Gi}} - \overline{S_{Di}} = (P_{Gi} - P_{Di}) + j \cdot (Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (2.2)$$

Entonces,

$$S_i = \bar{U}_i \cdot \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik}^* \cdot \bar{U}_k \quad (2.3)$$

$$P_i = (P_{Gi} - P_{Di}) = \sum_k U_i \cdot U_k \cdot Y_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad (2.4)$$

$$Q_i = (Q_{Gi} - Q_{Di}) = \sum_k U_i \cdot U_k \cdot Y_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad (2.5)$$

Así, de (2.4) y (2.5), el estado de cada nudo del sistema queda completamente determinado. Al conocer el valor del módulo del voltaje, su ángulo y la admitancia, los valores de la potencia activa y los valores de potencia reactiva pueden ser calculados.

De estas variables, se eligen dos de ellas para calcular las otras dos, y así determinar el estado completo del nudo. Es por esto que dependiendo de las características del nudo, se consideran las variables dependientes o independientes. De acuerdo a esto, los nudos se pueden clasificar de la siguiente manera:

➤ **NUDOS DE CONSUMO ó PQ:**

Se refiere a aquellos nudos que cuentan con una o más cargas conectadas directamente a ellos, los cuales tienen consumos de potencia activa y reactiva conocidos (P_d y Q_d). Por lo tanto para este tipo de nudos las incógnitas pasan a ser el módulo y el ángulo del voltaje en el nudo (δ , $|U|$). Si en algún momento se sobrepasan los límites máximos o mínimos de las potencias, estos valores se fijan, y la clasificación del nudo cambia para las siguientes iteraciones del flujo de potencia.

➤ **NUDOS DE GENERACIÓN ó PV:**

Se refiere a aquellos nudos que cuentan con uno o más generadores conectados directamente a ellos. Al tener esta configuración, se considera como conocidas las variables de la potencia activa y el módulo del voltaje (P_g y $|U|$), y como incógnitas, el valor del ángulo de voltaje y la potencia reactiva neta de la barra (δ , Q_d).

➤ **NUDO OSCILANTE, REFERENCIA, LIBRE ó SLACK:**

De todas las barras o nudos PV del sistema, uno de ellos se elige como barra o nudo libre u oscilante (Slack), al cual se le asigna como conocido (y de manera arbitraria) el valor del voltaje en módulo y ángulo, lo que constituye la referencia para los demás voltajes en los demás nudos del sistema. Este nudo inyecta (o absorbe) la potencia activa y reactiva necesaria para igualar la generación total del sistema con la demanda total de los consumos y las pérdidas de las líneas, las que no son conocidas a priori.

En resumen:

Tabla 2 1. Clasificación de los tipos de nudos. Datos e incógnitas

TIPO DE NUDO	DATOS	INCÓGNITAS
PQ	P_d, Q_d	U, δ
PV	P_g, U	δ, Q_d
OSC o SLACK	U_d, δ_d	P_d, Q_d

Con esta clasificación y la relación entre las potencias y el voltaje en una barra para la resolución del problema de flujo de cargas queda un sistema de ecuaciones no lineales en función de las corrientes y de la matriz admitancia, que no puede ser resuelto de forma analítica y se necesita emplear métodos numéricos iterativos para encontrar la solución del problema mediante un proceso de convergencia. Los métodos numéricos más utilizados se explican en el siguiente punto.

2.1.3. Métodos numéricos para resolver ecuaciones no lineales

2.1.3.1 Método GAUSS-SEIDEL

Este método calcula el voltaje en módulo y ángulo de una barra, en función de los voltajes en todas las barras obtenidos en una iteración anterior del modelo.

Consiste en resolver $x = f(x)$

Primero comenzamos por $x = x(0)$

Segundo $x(1) = f(x(0)) \rightarrow x(k) = f(x(k-1))$

Tercero $|x(k) - x(k-1)| < \varepsilon$

Nudos PQ

$$U_i^{(k)} = \frac{1}{Y_{ii}} \cdot \left[\frac{P_i - j \cdot Q_i}{U_i^{(k-1)*}} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} \cdot U_j^{(k-1)} \right] \quad (2.6)$$

La fórmula anterior es la expresión que para conocer U_i en la iteración k .

Para poder comenzar a iterar partimos de un PERFIL PLANO: $U = 1 \angle 0^\circ$

Nudos PV

$$Q_i^{(k)} = -Im \left\{ U_i^{(k-1)*} \cdot \left[\sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} - U_j^{(k)} + \sum_{j=i}^N Y_{ij} - U_j^{(k-1)} \right] \right\} \quad (2.7)$$

$$U_i^{(k)} = U_i^{(k)} \cdot \frac{|U_i^{(0)}|}{|U_i^{(k)}|} \quad (2.8)$$

Nudo Oscilante

Se considera que el método converge si el módulo de la diferencia del voltaje entre dos iteraciones sucesivas para todas las barras excepto para la barra libre, es menor a una tolerancia definida, por ejemplo $\varepsilon = 0.001$.

$$|U_i^{(k)} - U_i^{(k+1)}| < \varepsilon \quad (2.9)$$

2.1.3.1.2 Conclusiones del método de GAUSS-SEIDEL

- Esfuerzo iterativo moderado.
- El error del módulo de potencia converge linealmente.
- Número de iteraciones es de orden N.
- Tiempo de cálculo es N^2 . (No es un método rápido)

Existe una manera de poder acotar el tiempo de cálculo, y dicha forma es utilizando un factor de aceleración (α).

$$U_i^{(k+1)} = U_i^{(k)} + \alpha \cdot (U_i^{(k+1)} - U_i^{(k)}) \quad (2.10)$$

α es el factor de aceleración y su valor es menor de 2. Sus valores típicos están comprendidos entre: $1.4 < \alpha < 1.6$.

2.1.3.2 Método NEWTON-RAPHSON

El método de Newton-Raphson y sus derivaciones han sido empleadas para resolver flujos de potencia en modelos de sistemas eléctricos de tamaño real y constituye el método numérico iterativo base de las aplicaciones computacionales que calculan flujos de potencia.

Este método consiste en expandir en serie de Taylor las ecuaciones (2.27) y (2.28) en torno a un punto inicial despreciando los términos de segundo orden de la serie. De esta forma se deduce un sistema de ecuaciones lineales que relacionan las potencias con el módulo y el ángulo del voltaje.

Consiste en resolver $f(x)=0$

Primero comenzamos por $x = x^{(0)}$

Segundo calcula la recta que pasa por $f(x^{(0)})$ y que tiene una pendiente de $m = f'(x^{(0)})$.

Expresando lo anterior de forma genérica tendremos:

Una recta $y = m \cdot x + b$, con pendiente $m = f'(x^{(k-1)})$ y término independiente $b = f(x^{(k-1)})$.

Luego $y - b = m \cdot x$

$$y - f(x^{(k-1)}) = f'(x^{(k-1)}) \cdot (x^{(k)} - x^{(k-1)}) \quad (2.11)$$

Tercero resolver $y = 0$.

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} - \frac{f(x^{(k-1)})}{f'(x^{(k-1)})} \quad (2.12)$$

El criterio de parada es el siguiente:

$$|x(k) - x(k-1)| < \varepsilon \quad (2.13)$$

La Ec. (2.12), se escribe de la siguiente forma:

$$[x^{(k)}] = [x^{(k-1)}] - [f'(x^{(k-1)})]^{-1} \cdot [f(x^{(k-1)})] \quad (2.14)$$

Donde,

$$[f'(x^{(k-1)})] = JACOBIANO f \quad (2.15)$$

Ahora vamos a particularizar en las expresiones anteriores con los datos disponibles de nuestro sistema.

$$x = \begin{bmatrix} \delta \\ U \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

$$f(x) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_g - P_d \\ Q_g - Q_d \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

$$\Delta P_i = \sum_j (U_i \cdot U_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})) - P_i \quad (2.18)$$

$$\Delta Q_i = \sum_j (U_i \cdot U_j \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})) - Q_i \quad (2.19)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \delta} & U \cdot \frac{\partial \Delta P}{\partial U} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \delta} & U \cdot \frac{\partial \Delta Q}{\partial U} \end{bmatrix}^{(k)} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix}^{(k+1)} = - \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(k)} \quad (2.20)$$

La matriz de derivadas parciales de la ecuación anterior (2.34) se conoce como matriz Jacobiana del sistema. Si un sistema tiene n barras, de las cuales g son PV, entonces la matriz es cuadrada de dimensiones 2n-2-g.

$$\begin{bmatrix} \delta \\ U \end{bmatrix}^{(k+1)} = \begin{bmatrix} \delta \\ U \end{bmatrix}^{(k)} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix}^{(k)} \quad (2.21)$$

Este método concluye cuando el módulo del error de potencia activa y reactiva para la siguiente iteración es menor a una tolerancia definida para todas las barras del sistema incluidas en el método, por ejemplo $|\Delta P_i^k| \leq \varepsilon = 0.001$ y $|\Delta Q_i^k| \leq \varepsilon = 0.001$.

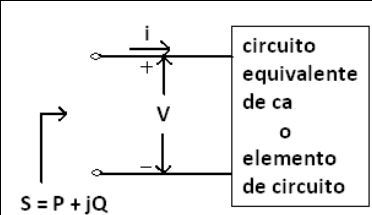
2.1.3.2.2 Conclusiones del método de NEWTON-RAPHSON

- Esfuerzo iterativo moderado.
- El error del módulo de potencia converge cuadráticamente a cero.
- El número de iteraciones para resolver el sistema es independiente del tamaño del sistema.
- Mayor rapidez que el método de Gauss-Seidel.
- En contra, se realizan más cálculos por iteración. Estos cálculos son debidos al proceso complejo que se realiza para obtener la matriz Jacobiana.

2.1.4. Dirección del Flujo de Potencia

La relación entre P , Q y el voltaje de la barra, V , o el voltaje generado E , con respecto a los signos de P y Q , es importante cuando se considera el flujo de potencia de un sistema. El problema por resolver es el de la dirección del flujo, esto es, si la potencia es *generada* o *absorbida* para los valores específicos de voltaje y corriente. El criterio utilizado para los flujos de potencia en el presente proyecto se presenta resumido en la siguiente Tabla:

Tabla 2.2. Dirección del Flujo de P y Q

	$P > 0$, el circuito absorbe potencia real
	$P < 0$, el circuito suministra potencia real
	$Q > 0$, el circuito absorbe potencia reactiva
	$Q < 0$, el circuito suministra potencia reactiva

En general, se puede determinar la P y Q absorbida o suministrada por un circuito de corriente alterna, al considerar el circuito encerrado en una caja con la corriente I que entra y el voltaje V teniendo la polaridad mostrada en la Tabla 2.2. Entonces, los valores numéricos de las partes real e imaginaria del producto $S = VI^*$ determinan la P y Q absorbida o suministrada por el circuito o red encerrados [3].

3. SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA

Una de las definiciones de Software más formales la ofrece la IEEE en el estándar 729: “la suma total de los programas de cómputo, procedimientos, reglas, documentación y datos asociados que forman parte de las operaciones de un sistema de cómputo” [3]. Tomando este enunciado como base entendemos que no sólo se refiere al código fuente destinado a ejecutar un procedimiento, sino que es todo el equipamiento lógico o programática asociada a un hardware específico.

Como se ha comentado anteriormente, uno de los posibles usos que se le puede dar al cálculo del flujo de cargas es para analizar los posibles impactos en la red al variar la demanda. Dichas variaciones en la demanda están a la orden del día, ya que ésta no para de crecer debido al desarrollo del ser humano y de su forma de vida.

Debido a la importancia del análisis de flujos de carga, ha aumentado la demanda de programas que realicen estos análisis, sobre todo de software privado. Existen muchos paquetes de análisis de sistemas eléctricos, tanto comerciales como libres. Más adelante se hará una descripción más detallada de algunos de ellos.

3.1. DIFERENCIAS ENTRE SOFTWARE PRIVADO Y SOFTWARE LIBRE

Las compañías que se encargan del análisis, control y planificación de la red, utilizan diferentes herramientas computacionales para ello, y cada una de estas herramientas requiere de unos datos específicos del sistema eléctrico de potencia, que deben ser almacenados de una forma particular para que la herramienta pueda funcionar. Debido a esto, si una compañía decide usar un software privado para un tipo de análisis de la red, se debe crear una base de datos específicamente para esta aplicación que esté almacenada en el formato compatible con dicho software.

Dado que la mayoría de los datos de un sistema eléctrico de potencia están creados para cierta herramienta computacional, estos datos no pueden ser utilizados para otra aplicación. Por

lo tanto si una empresa posee varios programas para realizar los distintos análisis de la red de estudio, se verá obligada en tener diferentes bases de datos con los datos de la red para los diferentes programas a utilizar, lo cual resulta poco práctico y de difícil sincronización.

Para intentar solventar este problema, existen herramientas de software libre, como lo son InterPSS, PSAT, MatPower (se hablará de ellos más adelante) que han desarrollado adaptadores para importar datos desde otros formatos y convertirlos a los suyos propios, pero no para exportarlos. Estos adaptadores son de gran utilidad, pero su desarrollo para formatos de código cerrado es sumamente complicado debido a que la información necesaria no se encuentra disponible libremente y en algunos casos está incompleta [1].

3.1.1. Introducción

Modelo de la Información Común

El Modelo de la Información Común, de sus siglas en inglés CIM, aplicada al ámbito eléctrico es un UML (Unified Modeling Language), es decir, un lenguaje unificado de modelado, que se utiliza para representar la información de un sistema de forma que pueda ser compartida e interpretada por diferentes grupos de personas que trabajen con dicho sistema.

IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) han desarrollado desde principios de los 70's el CDF (Common Data Format) para permitir el intercambio de datos entre distintas entidades, que tiene la desventaja de ser limitado a datos estáticos y poco flexible. Por ello se necesita un formato moderno, gratuito, flexible y bien documentado para intercambiar los datos necesarios para el análisis de redes de potencia [1].

La Comisión Electrotécnica Internacional, sus siglas en inglés IEC, desarrolló los estándares 61970-301 (IEC, 2003) y 61968-11 (IEC Draft) con el fin de conseguir las condiciones antes mencionadas [2].

A las ventajas de crear unos datos comunes y servibles para todos los usuarios, hay que añadir que CIM es un ODM, es decir, un Modelo de Datos Abierto (Open Data Modeling), lo cual significa que la documentación referente al mismo se encuentra publicada, gratuita y de fácil acceso.

Programas para el análisis de sistemas eléctricos

Anteriormente se habló de la gran variedad de programas que existen para el análisis de sistemas de potencia. En este punto se hablará más sobre esto.

Como se sabe, la mayoría de las empresas utilizan alguna herramienta para el análisis de dichos sistemas de potencia. La tendencia en los últimos años es el uso de software privado, y para su uso es necesario el pago de licencias y no se tiene acceso al código fuente, por lo que modificarlo para adaptarlo a las necesidades es prácticamente imposible.

Para solventar estos inconvenientes, algunas empresas han creado grupos de investigación y desarrollo cuyo objetivo principal es diseñar programas de análisis de potencia y poder prescindir de los comerciales, y por lo tanto del pago de las licencias. Al hacerlo, además se pueden satisfacer todas las necesidades ya que se podría acceder libremente al código y adaptarlo de forma rápida, eficiente y económica.

3.1.2. Software Privado

Esta clase de software es caracterizado por ser cualquier programa informático donde el cliente o usuario tiene restricciones a la hora de utilizarlo, modificarlo o redistribuirlo y cuyo código fuente tiene limitaciones de acceso al mismo. El término propietario, privativo, privado, no libre, con propietario, semilibre o de código cerrado suelen usarse para referirse básicamente al mismo tipo de software.

Entre las ventajas que se pueden encontrar con el uso de este tipo de software se encuentran [5]:

- Para el desarrollo de este tipo de herramientas se dispone de una gran cantidad de personal cualificado, tanto como para el desarrollo de ésta como para su control de calidad, por lo tanto se obtiene un software de gran funcionalidad cuando éste es vendido al usuario.
- Soporte exclusivo al usuario.
- Manuales y documentación acerca de su uso, así como cursos de preparación impartidos por especialistas.

- Proveen aplicaciones específicas que muchas veces no llegan a desarrollarse en un software libre.
- Versiones para estudiantes.
- Mayores capacidades analíticas.
- La interfaz gráfica es intuitiva y muy agradable al uso.

Entre las desventajas se encuentran las siguientes:

- Se tiene gran dependencia del proveedor para poder adaptar legalmente el software a necesidades más específicas. En el caso de que esto se pueda realizar, es muy costoso.
- Es ilegal copiar o compartir el programa, lo que dificulta que pueda acceder un gran número de personas al mismo.
- Los usuarios no pueden introducir mejoras ellos mismo.
- Los cursos de aprendizaje mencionados anteriormente son muy costosos.

3.1.3. Software Libre

En contra al Software Privado, está el Software Libre. Este tipo de software a diferencia del privativo, puede ser “distribuido, modificado, copiado o usado por cualquier persona o ente jurídico”. Es importante no confundir el software gratuito con el software libre, ya que no solamente se trata de una cuestión de precios, sino de la libertad en el uso [6]. Se definen cuatro características:

- Libertad 0: Este permite usar el programa para cualquier propósito
- Libertad 1: Acceso al código fuente que te permite estudiar el funcionamiento y adaptarlo a las necesidades particulares deseadas.
- Libertad 2: Potestad para redistribuir copias de la herramienta
- Libertad 3: Acceso al código fuente para mejorarlo y así publicarlo para el bien de toda la comunidad.

Las ventajas del uso de este tipo de software son:

- Bajo coste de adquisición (en ocasiones nulo). Son fáciles de encontrar, y de modificar, al haber un mayor número de personas involucradas, también se pueden producir mayores avances tecnológicos.
- Mayo aprendizaje del usuario. Al tener acceso a la estructura interna, se puede analizar y entender de mejor manera cómo funciona el programa e incluso aplicarle mejoras que faciliten su uso.
- Menos requisitos de hardware e instalaciones que el software privado.

Entre las desventajas se encuentran:

- No se tienen garantías de autor, el usuario lo utiliza bajo su propio riesgo. Por ejemplo, si un error se soluciona, el usuario debe estar atento a las modificaciones y realizarlas él mismo, mientras que en software privado estas modificaciones son solventadas por la compañía.
- Las interfaces gráficas son muy rudimentarias, en algunos casos, inexistentes.
- En algunas ocasiones el usuario debe tener nociones básicas de programación, ya que no existe interfaz gráfica y la configuración del hardware no siempre es intuitiva. Además, la diversidad de distribuciones, paquetes, licencias de uso, etc. pueden crear confusiones.
- Si una herramienta no tiene interés público, su crecimiento será menor.

En el ámbito eléctrico existen varios programas de software libre y de código abierto que se encuentran disponibles. Algunos de ellos se encuentran reflejados en la figura y de otros se hará una descripción más adelante [7].

Se definen las columnas de la Tabla 3.1 según las siglas del nombre en inglés del estudio:

PF: Flujo de carga convencional (Power Flow)

CPF: Continuación del flujo de carga y/o análisis de voltaje (Continuation Power Flow)

OPF: Flujo de Carga Óptimo (Optimal Power Flow)

SSSA: Análisis de estabilidad en pequeña señal (Small Signal Stability Analysis)

TDS: Simulaciones en dominio del tiempo para análisis de estabilidad transitoria (Time Domain Simulation)

EMT: Transitorio electromagnético (Electromagnetic Transient)

GUI: Interfaz de usuario gráfica (Graphical User Interface)

CAD: Editor de diagrama unifilar asistido por ordenador.

Tabla 3 1. Paquetes de código abierto y libre para análisis de sistemas de potencia

Software	Lenguaje	PF	CPF	OPF	SSSA	TDS	EMT	GUI	CAD
AMES	Java	✓		✓					
EST	Matlab	✓			✓	✓			✓
InterPSS	Java	✓				✓		✓	✓
MatDyn	Matlab	✓				✓			
MatEMTP	Matlab					✓	✓	✓	✓
MatPower	Matlab	✓		✓					
ObjectStab	Modelica	✓			✓	✓		✓	✓
OpenDSS	Delphi	✓				✓		✓	✓
PAT	Matlab	✓			✓	✓			✓
PSAT	Matlab	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓
PST	Matlab	✓	✓		✓	✓			
Pylon	Python	✓		✓				✓	✓
UWPFLOW	C	✓	✓						
VST	Matlab	✓	✓		✓	✓		✓	
SPS	Matlab	✓			✓	✓	✓	✓	✓
PyPower	Python	✓		✓					

A continuación se detallan las siglas y/o autor/es de los programas listados en la Tabla 3.1

- Educational Simulation Tool (EST) [Vournas et al. 2004]
- MatEMTP [Madseredjian y Alvarado 1997]
- MatPower [Zimmermand y Gan 1997]
- Power Analysis Tolbox (PAT) [Schoder et al. 2003]
- Power System Analysis Toolbox (PSAT) [Milano F. 2003]
- Power System Toolbox (PST) [Chow y Cheung 1992, Chow 1991-1999 y Chow 1991-1997]

- Voltage Stability Toolbox (VST) [Chen et al. 1996, Nwankpa 2002]
- SimPowerSystem [Sybille 2004]

3.1.3.2 Características de algunos programas de Software Libre

A continuación se realiza una breve descripción de los programas libres, entre ellos se encuentran los que serán usados a lo largo del presente proyecto.

- InterPSS: InterPSS es un proyecto de software libre que permite realizar múltiples tareas eléctricas, todas ellas destinadas a mejorar el diseño, análisis, diagnóstico y operación de los sistemas eléctricos. Su núcleo está programado en lenguaje Java, y funciona tanto para sistemas en Microsoft Windows como en Linux.
- MatPower: Es un Paquete de Matlab que permite realizar Flujos de Carga y Flujos de Carga Óptimos. Fue Desarrollado como parte de un proyecto de nombre PowerWeb. Los desarrolladores pretenden que la librería sea dirigida a Educadores e Investigadores como herramienta de simulación con opción a modificaciones para sus necesidades.
- PyPower: Paquete de programación de Python, el cual permite realizar el análisis de flujos de carga clásico y óptimo de grandes redes de potencia, ya sea con el método de Newton Raphson, Gauss o Fast Decoupled. Es el homólogo al MatPower para Python.
- PSAT: Corresponde a sus siglas en inglés, “Power System Analysis Toolbox”, lo que en español quiere decir, “Caja de herramientas para el análisis de sistemas de potencia”. PSAT es una herramienta de código abierto, basada en Matlab, para el análisis y control de sistemas de potencia. También es compatible con GNU Octave.

Se entrará en mayor detalle acerca de ellos y sus características técnicas más adelante, junto con la realización de simulaciones y de comparativas entre ellos.

3.1.3.3 Elección del lenguaje de programación en los proyectos

Aunque existen varios software libres que se pueden usar para el análisis de sistemas de potencia, se tiene que determinar la elección de acuerdo a las necesidades y a otros factores como pueden, ser la facilidad de manejo, la rapidez, la popularidad, las librerías, etc..

A continuación se detallan algunos de ellos:

Nivel de lenguaje:

- **Rapidez:**
 - Rapidez de ejecución: este tipo de rapidez depende de la calidad de los algoritmos, de la eficiencia del código utilizado y de la capacidad del hardware donde se ejecute el programa y el nivel de lenguaje asociado al mismo.
 - Rapidez de compilación: todos los programas se compilan, es decir, se traducen a un lenguaje tangible por la máquina. El tiempo en el cuál esto se realiza lo denominamos tiempo de compilación.
 - Rapidez de escritura del programa: aquí se consideran dos aspectos, uno es el nivel de lenguaje y el otro la experiencia del programador.
- **Popularidad:** Cuanto más popular sea un lenguaje, más facilidad de encontrar documentación sobre él, ya sean soluciones, librerías...
- **Librerías:** Las librerías son paquetes que poseen una función específica, y normalmente buscan facilitar y aumentar la eficiencia del uso del lenguaje al no exigir programar la función buscada.

3.2. SIMULACIONES DE FLUJOS DE CARGA ENTRE PYTHON Y MATLAB

Como se ha comentado anteriormente, existen muchas herramientas para el análisis de redes de potencia. Para poder comparar entre dos entornos de simulación homólogos, se han escogido las herramientas de MatPower y PyPower.

3.2.1. Dependencia con el método de simulación

A continuación se han simulado tres redes eléctricas diferentes, con un número de buses variado para poder observar los parámetros más significativos de la simulación.

En primer lugar se va a mostrar cómo poder realizar un flujo de cargas tanto en Matlab como en Python, para ello se muestran los comandos necesarios para su ejecución.

MATLAB (MatPower)

```
>> mpopt=mpoption('PF_ALG',1);  
>>runpf('case9',mpopt);
```

PYTHON (PyPower)

```
>>> from pypower.apy import case9,ppoption,runpf  
>>> ppc=case9()  
>>> ppopt=ppoption(PF_ALG=1)  
>>> r=runpf(ppc,ppopt)
```

Como se observa, la estructura es muy similar, se llama el caso a estudiar, se definen los parámetros y se ejecuta el flujo de carga.

3.2.1.1 Módulo mppoption/ppoption

Esta función crea un diccionario donde se especifican las características principales del flujo de carga a ejecutar. En caso de ser llamada sin ningún parámetro, asigna los valores por defecto establecidos por sus creadores.

Algunos de los valores que se pueden ajustar con la herramienta son:

- Algoritmo del Flujo de Carga: dado que este módulo permite usar diferentes algoritmos para realizar el flujo de carga, se debe especificar cuál de ellos se debe utilizar. Esto se especifica en la consigna "PF_ALG" en la que el número siguiente indica el método a utilizar siendo (1) para el método de Newton Raphson, (2) Fast Decoupled XB, (3) Fast Decoupled BX y (4) para Gauss-Seidel.
- Tolerancia del problema: como se sabe, los métodos iterativos, repiten el proceso de cálculo hasta que la solución encontrada difiere con la anterior en un factor conocido como Tolerancia. En caso de este valor no sea especificado, el módulo mppoption/ppootrion los ajusta por defecto a un valor de 1.000e-008, es decir 0.000001% de error. Para definir otro valor de tolerancia, se le debe asignar en la consigna "PF_TOL", donde el número que le sigue será la tolerancia deseada.
- Número de iteraciones: existen casos en los que los datos establecidos son tales, que el método no consigue encontrar una solución al problema, por lo que si las iteraciones no se limitan, se vería atrapado en un lazo infinito y nunca dejaría de iterar. Para ajustar éste número máximo se utiliza la consigna "PF_MAX_IT" donde el número que le sigue será el número de iteraciones máximas deseadas.

3.2.1.2 Simulaciones ajustando el método de resolución.

NEWTON-RAPHSON

Tabla 3 2. Iteraciones, tiempo y error de convergencia con Newton-Raphson

Lenguaje	Python(PyPower)		Matlab(MatPower)		Convergencia
	Iteraciones	Tiempo	Iteraciones	Tiempo	
RED					
9 Nudos	4	0.11	4	0.00	5.4178e-014
14 Nudos	2	0.18	2	0.00	1.3158e-010
118 Nudos	3	3.06	3	0.02	1.5044e-012
300Nudos	5	43.02	5	0.05	1.3845e-012

En la Tabla 3.2 se observa una relación nudos-tiempo o iteraciones-tiempo. Fijándose en las columnas referentes a Pypower, la relación existe entre el tiempo y los nodos de la red. A mayor número de nodos en la red, mayores son los tiempos de simulación del programa. Sin embargo, en MatPower la relación existente es difícil de describir ya que la herramienta es más rápida y los tiempos de simulación son cortos para poder sacar conclusiones, pero parece inclinarse hacia la misma relación que en PyPower.

GAUSS-SEIDEL

Tabla 3 3. Iteraciones, tiempo y error de convergencia con Gauss-Seidel

Lenguaje	Python(PyPower)		Matlab(MatPower)		
RED	Iteraciones	Tiempo	Iteraciones	Tiempo	Convergencia
9 Nudos	212	1.89	212	0.09	9.4434e-009
14 Nudos	103	1.55	103	0.08	9.7299e-009
118 Nudos	1000 (no converge)	141.14	1000 (no converge)	7.86	1.0860e-005 Tol: 1.000e-008
300Nudos	1000 (no converge)	324.41	1000 (no converge)	24.63	1.6434e-003 Tol: 1.000e-008

En este caso, en la Tabla 3.3, se observa claramente que los tiempos de simulación aumentan cuando aumenta el número de iteraciones para la resolución del flujo de cargas del sistema, aunque la relación no es lineal.

Por lo tanto, tras la simulación de los flujos de carga de diferentes redes, con diferentes número de nodos, y por diferentes métodos de resolución, se puede afirmar que tanto MatPower como Pypower utilizan mayores tiempos de simulación cuanto mayor es el número de nodos de la red, en este tiempo se ve influenciado el número de iteraciones hasta alcanzar la convergencia de forma significativa en el caso de Gauss-Seidel.

3.3. PSAT

Debido a los tiempos requeridos en el punto anterior, para el presente proyecto se ha decidido usar herramientas de análisis de potencia basadas en Matlab, o bien en Octave.

También se ha decidido plantear el proyecto con software libre, ya que se van a realizar cambios en el programa para alcanzar los objetivos deseados.

Entre todas las herramientas citadas en la Tabla 3.1, útiles para la realización de flujos de carga, se decide utilizar de aquí en adelante PSAT, ya que dicha herramienta está basada en Matlab y según la computadora donde se realizaron las simulaciones del punto anterior y donde se realizarán simulaciones futuras, dicho software opera más rápido que Python. También se escoge PSAT debido al fácil manejo, interfaz de usuario y disponibilidad de documentación y manuales de forma fácil y gratuita a través de internet.

System Power Analysis Toolbox (PSAT) es una herramienta para análisis de sistemas de potencia diseñada como soporte a Matlab y GNU Octave. Como se comentó anteriormente, dicha herramienta es capaz de simular flujos de carga (PF), continuación de Flujos de Potencia (CPF), Flujos Óptimos de Potencia (OPF), análisis de estabilidad de voltaje y de estabilidad en pequeña señal (SSSA), simulaciones en dominio del tiempo para análisis de estabilidad transitoria (TDS) incluyendo modelos de carga no convencionales, máquinas síncronas y asíncronas, reguladores y FACTS, todo integrado en una GUI, con un editor de diagramas unifilares basados en Simulink, del que pueden convertirse estos archivos (.mdl) en archivos de matrices (.m) para poder ser ejecutados.

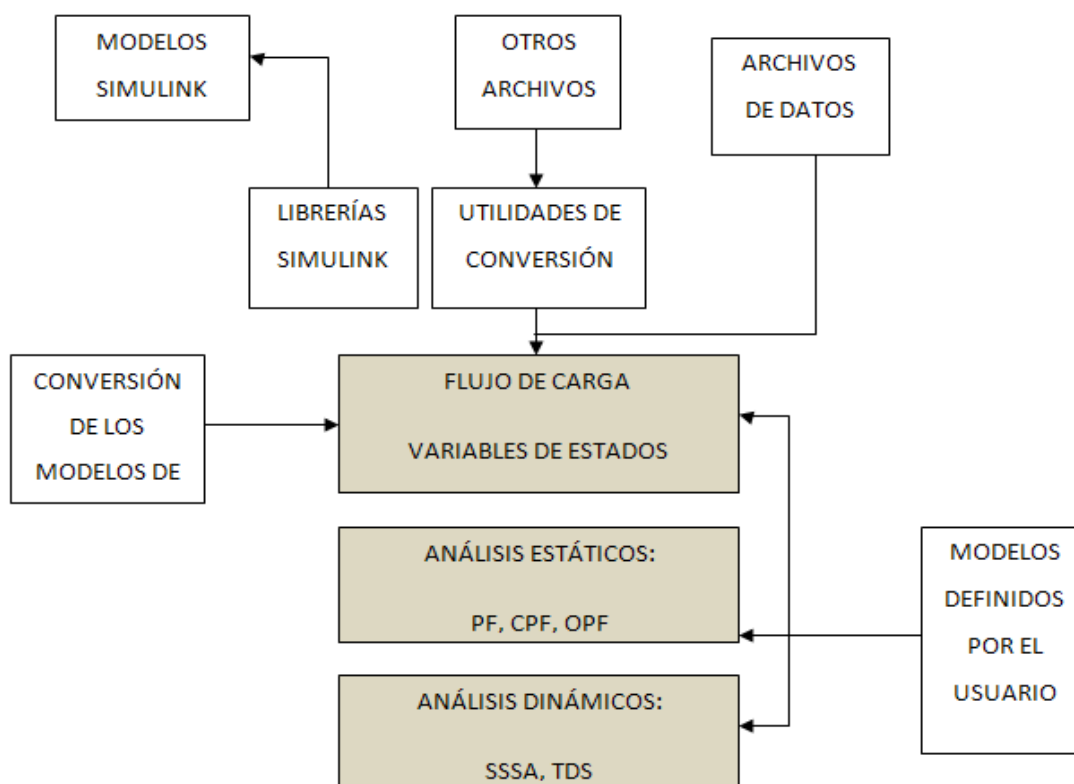


Fig. 3.1. Funcionamiento de PSAT

En la Fig. 3.1 se muestra de manera simplificada la operación realizada por PSAT para el tratamiento de los datos y la solución al problema requerido.

Como también se ha dicho, PSAT puede usarse tanto en Matlab, como en GNU Octave. A continuación presentamos una tabla comparativa entre los dos entornos.

Tabla 3 4. Comparación del soporte de Matlab y Octave con PSAT

FUNCIÓN	Matlab	GNU Octave
CPF	✓	✓
OPF	✓	✓
SSSA	✓	✓
TDS	✓	✓
GUI	✓	x
Conversión de formato de datos	✓	✓
Usuarios definidos	✓	x
Comando de línea	✓	✓

En la Fig. 3.2, se muestra la GUI principal de PSAT en el soporte de Matlab.

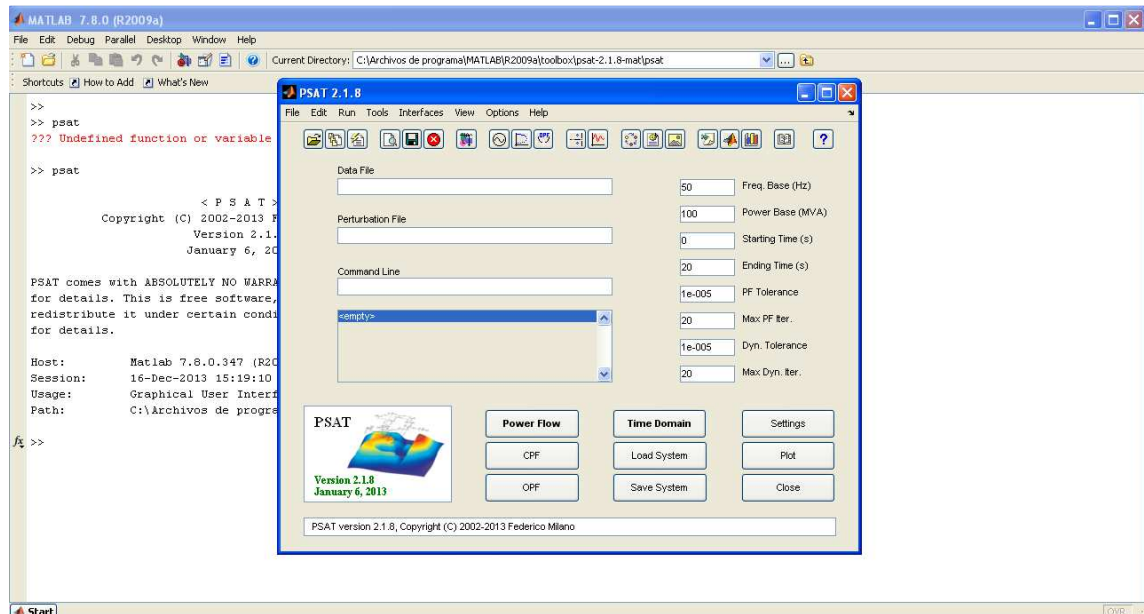


Fig. 3.2. GUI principal de PSAT

En la ventana de trabajo anterior, se pueden observar los datos por defecto para el cálculo del flujo de potencia, la frecuencia base, la potencia base, tiempos de análisis, etc., que pueden ser modificados por el usuario para adaptarlos a las necesidades de su simulación.

Con la librería gráfica de Simulink, expuesta en la Fig. 3.2, los modelos de PSAT pueden construir topologías de redes y extraer datos de componentes de forma cómoda, sin embargo, tal y como se mostró anteriormente en la Tabla 3.6, esta GUI no está disponible en GNU Octave, por lo que el análisis de redes se ve limitada a líneas de comando, al igual que sucedía en PyPower y MatPower.

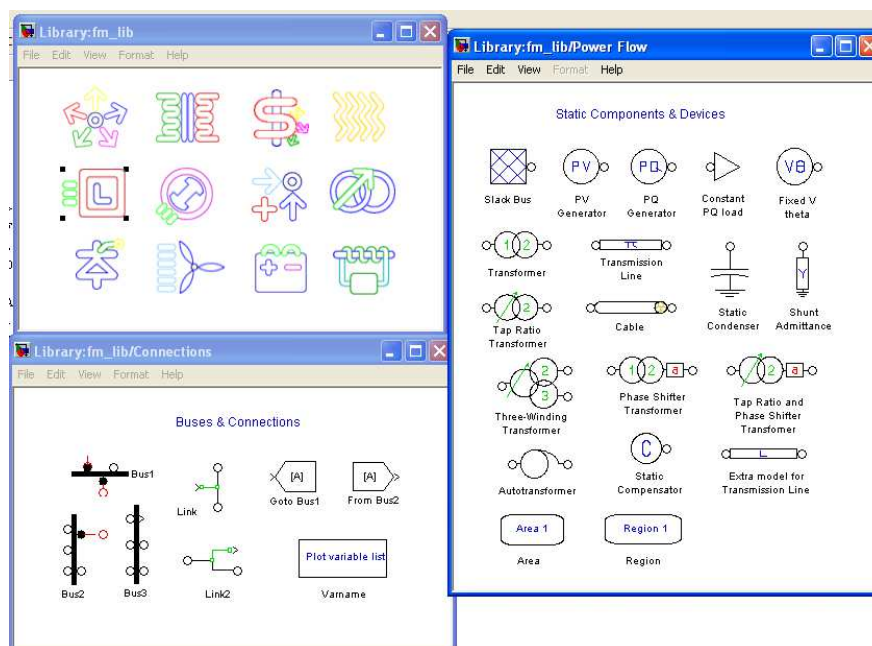


Fig. 3.3. Librería Simulink de PSAT

Aunque se muestran el interfaz de usuario y las librerías de PSAT en Matlab (Fig. 3.3), el presente proyecto realiza los flujos de potencia a través de líneas de comandos. Pero es de gran utilidad conocer esta interfaz gráfica para la obtención de los datos para introducir en el modelo de comandos, ya que PSAT transforma el archivo con extensión .mdl de Simulink, en datos inteligibles por las líneas de comandos, es decir transforma el diagrama de la red en un archivo de extensión .m.

Como se observa en la Fig. 3.3, PSAT posee dos maneras de introducir los datos para inyectar potencia a la red, sobre todo si se habla de potencia reactiva.

Una forma es como LOAD, con P y Q negativas, tal y como se describe en el tema anterior en el punto 2.1.4 y se resume en la Tabla 2.2. y la otra alternativa es mediante PQ Generator.

En el proyecto, se definen como bus PQ Generator, por lo tanto la potencia suministrada a la red se muestra como positiva en la columna correspondiente a la generación.

Esto se verá más adelante, aplicándolo como ejemplo a la MR de estudio.

4. ANÁLISIS DE LA MICRO RED EN RÉGIMEN PERMANENTE

Para evaluar la operación de un sistema eléctrico de potencia en estado estacionario, se deben efectuar análisis de su comportamiento ante variaciones de demanda y aportes de generación de modo que se determine el efecto sobre las tensiones, los flujos de potencia a través de los distintos componentes y pérdidas.

Como se expuso en el Capítulo 2, un programa de flujos de potencia se basa en algoritmos iterativos de cálculo de tensiones y potencia activa y reactiva a través de los distintos componentes de SEP (líneas, cables, transformadores...) de modo que para distintas condiciones de demanda se puedan determinar los valores de tensión en las distintas barras o puntos de consumo, así como las potencias transferidas a través de cada componente.

4.1. DESCRIPCIÓN DE LA RED DE ESTUDIO

Para resolver el Flujo de Cargas (PF) se requiere contar previamente con los siguientes datos:

- Diagrama unifilar complejo.
- Potencia activa generada o de carga en cada barra.
- Potencia reactiva generada o de carga en cada barra.
- Magnitud y ángulo especificado para la barra Slack.
- Parámetro de todas las líneas y transformadores.

4.1.1. Diagrama unifilar

La red de estudio es la que se muestra a continuación en la Fig. 4.1. Dicha Red opera en un nivel de tensión de 20 kV. La potencia aparente base de la Red es de 100 MVA.

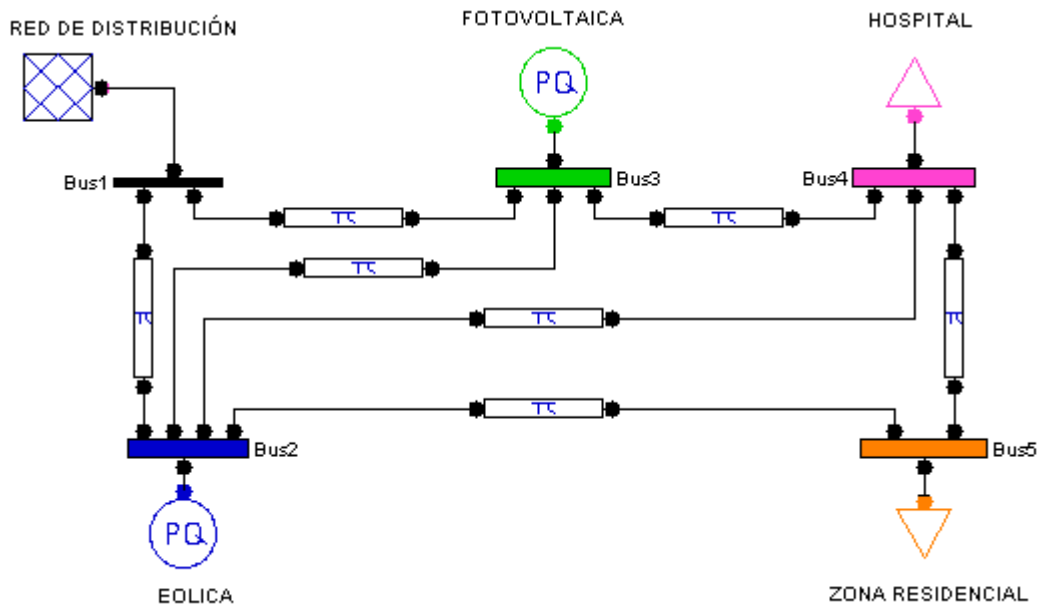


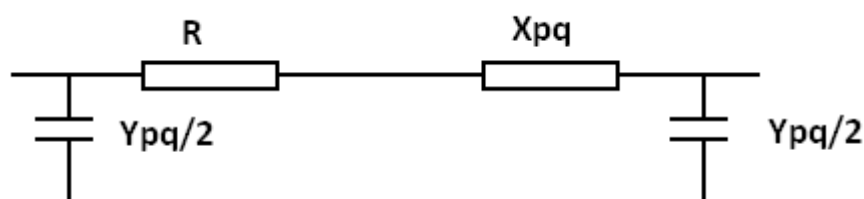
Fig. 4.1. Diagrama de la MR. PSAT

Cada Bus está representado con un color, para hacer más sencillo su análisis en posteriores figuras. Esta simbología se seguirá a lo largo del presente proyecto a partir de ahora.

Los nudos de generación Eólica y Fotovoltaica, son representados como “nudos de generación PQ”. Este formato es aceptado por PSAT, y es equivalente a una LOAD que demanda potencia activa y reactiva negativa. Esto es lo comentado en la página 39 del documento, en realidad lo que indica el “PQGenerator” es el cambio de de expresar una carga negativa en términos positivos, es decir como generador. Esto se ve en las Tablas 5.4 y 5.6, del siguiente capítulo.

4.1.2. Líneas de Transmisión

Según su longitud, se representan mediante el modelo II para líneas medianas. Las líneas cortas y de media tensión se representan mediante el circuito serie, ya que el efecto capacitivo se puede despreciar [3].

Fig. 4.2. Modelo en π para líneas de transmisión

En la Fig. 3.2, R representa la resistencia por fase de los conductores, X_{pq} representa la reactancia inductiva de la línea y Y_{pq} representa la admitancia fase neutro de la línea.

Los datos de las líneas son las que se muestran en la Tabla 4.1.

Tabla 4 1. Parámetros de las líneas de la Red.

From Bus	To Bus	Nombre Linea	Longitud (km)	R(p.u)	X(p.u)	B(p.u)
1	2	Red-Eólica	20	0.07	0.109	0
1	3	Red-PV	20	0.07	0.109	0
2	3	Eólica-PV	30	0.07	0.109	0
2	4	Eólica-Hospital	35	0.04	0.109	0.02
2	5	Eólica-Comunidad	35	0.04	0.109	0.015
3	4	PV-Hospital	20	0.04	0.109	0.01
4	5	Hospital-Comunidad	3	0.04	0.109	0.025

Las líneas Red-Eólica, Red-PV, Eólica-PV, son líneas situadas a las afueras de nuestra zona residencial, y por lo tanto han sido modeladas como líneas aéreas. Al ser una línea aérea menor de 80Km (línea corta) la capacitancia es despreciable. El resto de líneas, se han modelado como líneas subterráneas, por lo que aún siendo cortas, la capacitancia sí influye y por lo tanto no se puede despreciar.

Estos parámetros han sido escogidos de catálogos comerciales de cables conductores, coincidiendo éstos con los parámetros requeridos por los proyectos tipo de media tensión de las diferentes entidades de distribución. Los límites máximos de variación de la tensión de alimentación a los consumidores finales será de ± 7 por 100 de la tensión de alimentación

declarada, de acuerdo al R.D 1995/2000 de 1 de diciembre [13][14]. En el actual documento se restringirán aún más estos rangos de operación, y serán de un ± 2 por 100 de la tensión nominal en la MR.

4.1.3. Generadores

Los generadores se consideran normalmente como fuentes de inyección de potencia [4], tal y como se muestra en la Fig. 4.3.

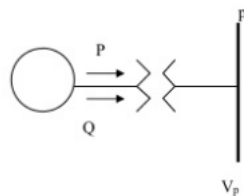


Fig. 4.3. Modelo de un generador

Para el presente proyecto que consideran tres generadores [8]:

- Un generador controlable, situado en el Bus1 (Slack). Y por lo tanto será el encargado de realizar las funciones que tiene dicha barra. (Compensar los desajustes entre las potencias de los generadores y las cargas, es decir, suministrar las pérdidas del sistema)
- Dos generadores no controlables que siempre dan todo lo máximo que pueden dar por su carácter renovable. Entre ellos se ha simulado en el Bus2 un parque eólico y en el Bus3 un parque de generación fotovoltaica.

Para la producción Eólica. Los datos son obtenidos de REE.

Para la producción fotovoltaica. Los datos se toman de la previsión del día 21/06/2011.

Los datos anteriores se obtienen de [8] y son representados en la Fig. 4.4.

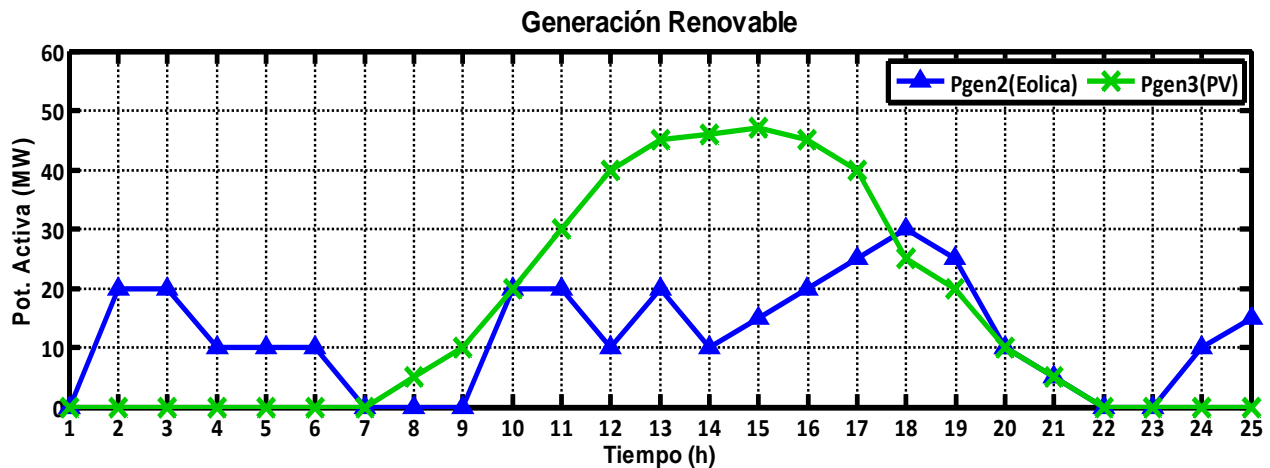


Fig. 4.4. Generación Renovable

4.1.4. Cargas

Las cargas en los Flujos de Potencia realizados en el documento actual se consideran de valores constantes e independientes de la tensión y de la frecuencia.

La frecuencia se considera constante y de valor 50Hz, para simulaciones posteriores.

Sin embargo esta consideración en general no es adecuada, especialmente ante perturbaciones en el SEP que alteran la tensión y la frecuencia en los puntos de conexión de las cargas a la red.

Las cargas interactúan con la red, ya que por ejemplo ante una variación repentina de tensión su potencia, tanto activa como reactiva, se ven modificadas. Esto implica variaciones en los flujos de potencia lo que nuevamente altera las tensiones y así los cambios van ocurriendo en cadena.

En los instantes inmediatamente siguientes a la perturbación, los efectos se concentran en la vecindad del punto en que ésta ha ocurrido y las cargas del área afectada experimentan una pronunciada reducción de tensión, que reduce la potencia demandada de acuerdo a una dinámica que depende de las características de estas cargas. En estudios de estabilidad de SEP, la práctica común es representar las características de estas cargas compuestas tal y como se ven en forma global en los puntos de suministro. Los modelos de cargas se clasifican en dos tipos: modelos estáticos y dinámicos [3]. Para el presente proyecto, al tratarse de estudios de flujos de carga, nos

encontramos en régimen permanente, por lo cual no es de interés el estudio dinámico, y sólo se explicarán el modelo estático en el siguiente punto (4.1.4.2.).

El presente proyecto consta de dos tipos de carga (demanda), ambas estáticas:

- Un grupo consumidor, que simula un área residencial e industrial. Dicha área posee la capacidad interrumpirse parcialmente en el caso de que el sistema lo requiera para alcanzar los límites de operación.
- Un hospital que representa una carga crítica la cual jamás podrá desabastecerse.

Las cargas tomadas para el presente proyecto, como cargas base, son las que se representan en la Fig. 4.5.

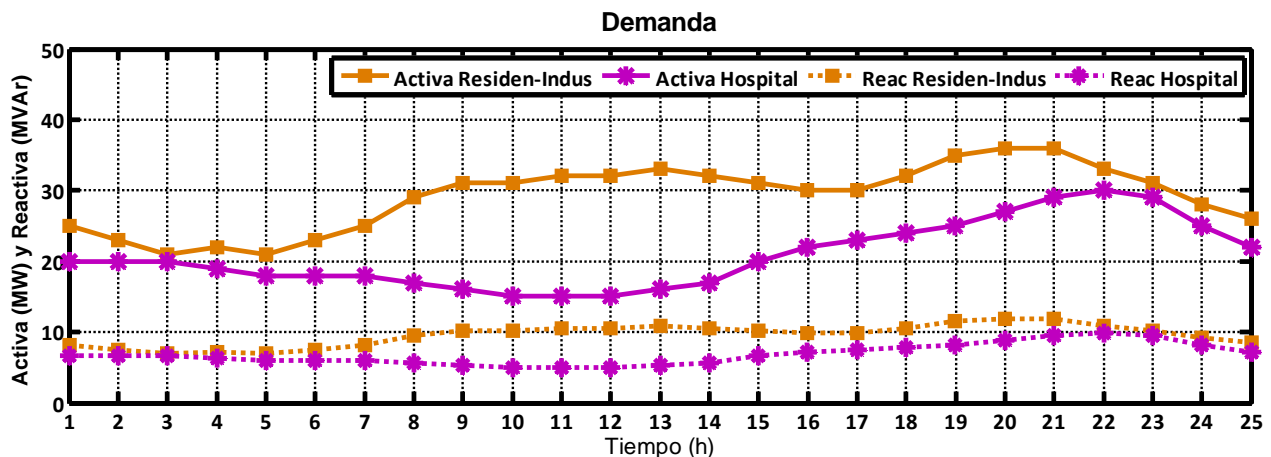


Fig. 4.5. Demanda en la micro red

Los datos de la carga Residencial-Industrial están basados en la curva de demanda a nivel nacional, al que se ha aplicado un factor reductor.

Los datos de la carga Hospital: datos de perfil críticos de consumo, en la línea coherente de un hospital.

Los datos de las cargas Reactivas están sacados al aplicar un fdp inductivo frente a la potencia activa demandada. Despejando Q de la Ec. (7.11) del Anexo A.1.

Al igual que el caso de los generadores, datos son obtenidos de [8].

4.1.4.2 Modelos estáticos de carga

Un modelo de carga estática relaciona las características de la carga en cualquier instante de tiempo como funciones algebraicas de la magnitud de las tensiones de barra y de la frecuencia. Se consideran por separado la componente de potencia activa P y la componente de potencia reactiva Q [11].

En forma tradicional, se usan los modelos exponenciales de la siguiente forma,

$$P = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\alpha \quad (4.1)$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\beta \quad (4.2)$$

El subíndice cero indica los valores de las respectivas variables para la condición inicial. Los parámetros de este modelo son los exponentes α y β . Con estos exponentes iguales a 0, 1 o 2, los modelos representan características de potencia constante, corriente constante o impedancia constante respectivamente. Para cargas compuestas sus valores dependen de las características agregadas de las componentes de carga [11].

Un modelo alternativo es el llamado modelo polinomial al que normalmente se le conoce como modelo ZIP, el que representa a la potencia activa y reactiva mediante las siguientes expresiones,

$$P = P_o \left[p_1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_o} \right) + p_3 \right] \quad (4.3)$$

$$Q = Q_o \left[q_1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V}{V_o} \right) + q_3 \right] \quad (4.4)$$

Los parámetros del modelo son los coeficientes p_1 a p_3 y q_1 a q_3 , que definen la proporción de componente de carga de impedancia constante, corriente constante y potencia constante [3].

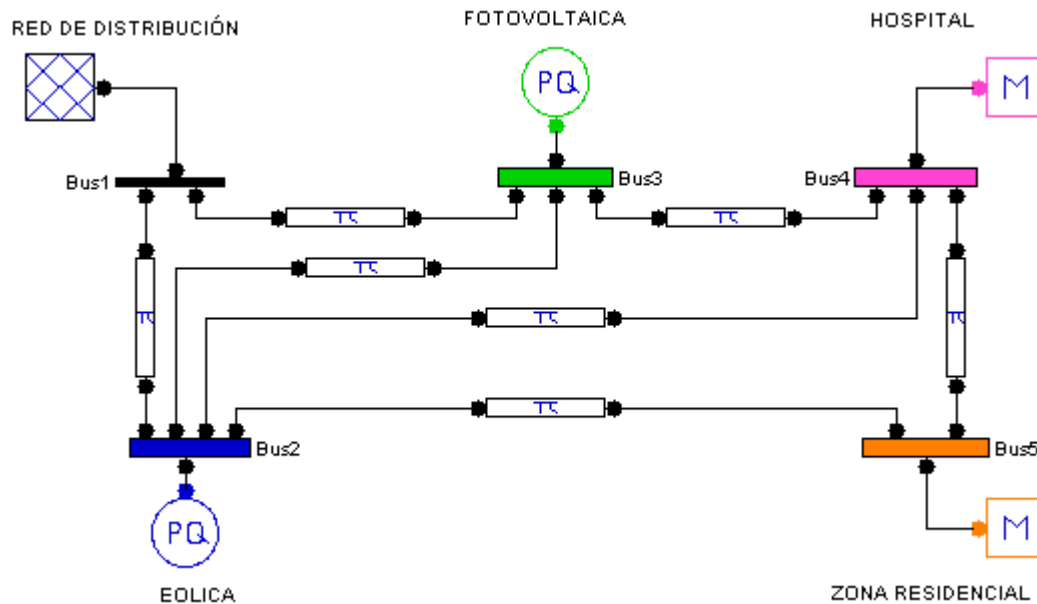


Fig. 4.6. Modelo cargas estáticas PSAT

Se simula a continuación el caso que se ha descrito anteriormente, cuyo diagrama en PSAT es el mostrado en la Fig. 4.6 para cargas estáticas dependientes del voltaje. Se particulariza a la hora 2, para ver la influencia de los distintos modelos de cargas estáticas en el sistema.

En dicho estado (2h), los datos de generación y demanda son los siguientes:

Bus1: Slack.

Bus2: $P_{gen}=20\text{MW}$; $Q_{gen}=0$;

Bus3: $P_{gen}=0\text{MW}$; $Q_{gen}=0$;

Bus4: $P_{load}=20\text{MW}$; $Q_{load}=6.5736\text{MVar}$;

Bus5: $P_{load}=23\text{MW}$; $Q_{load}=7.5597\text{MVar}$;

4.1.4.2.2 Cargas PQ constante ($\alpha=0, \beta=0$)

Los resultados que se obtienen tras la simulación del flujo de cargas para este tipo de carga son los que se muestran en la Tabla 4.2:

Tabla 4 2. Flujo de Carga con Cargas PQ constante

POWER FLOW RESULTS						
Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
	[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus1	1	0	0,2351	0,08544	0	0
Bus2	0,9868	-0,00942	0,2	0	0	0
Bus3	0,9874	-0,01048	0	0	0	0
Bus4	0,9788	-0,02295	0	0	0,2	0,0657
Bus5	0,9748	-0,02806	0	0	0,23	0,0756

Tabla 4 3. Flujo de potencia por las líneas PQ constante

LINE FLOWS						
From Bus	To Bus	Line	P Flow	Q Flow	P Loss	Q Loss
			[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus2	Bus5	1	0,1805	0,0366	0,0014	-0,0105
Bus1	Bus2	2	0,1153	0,0467	0,0011	0,0017
Bus2	Bus4	3	0,1294	0,0165	0,0007	-0,0173
Bus2	Bus3	4	0,0042	-0,0080	0	0
Bus1	Bus3	5	0,1197	0,0387	0,0011	0,0017
Bus3	Bus4	6	0,1229	0,0289	0,0007	-0,0078
Bus4	Bus5	7	0,0509	0,0049	0,0001	-0,0235

En dichas tablas se observan los valores de generación y carga descritos anteriormente, así como las tensiones y ángulos en cada Bus en la micro red.

Se observa que para estos valores de carga y generación, los buses 4 y 5, están operando fuera de los límites [0.98-1.02], debido a la carga del sistema y la no inyección de potencia reactiva.

4.1.4.2.3 Cargas I constante ($\alpha=1, \beta=1$)

Los resultados que se obtienen tras la simulación del flujo de cargas para este tipo de carga son los que se muestran en la Tabla 4.4:

Tabla 4 4. Flujo de Carga con Cargas I constante

POWER FLOW RESULTS						
Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
	[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus1	1	0	0,2251	0,0815	0	0
Bus2	0,9874	-0,0089	0,2	0	0	0
Bus3	0,9879	-0,0101	0	0	0	0
Bus4	0,9796	-0,0222	0	0	0,1959	0,0644
Bus5	0,9758	-0,0271	0	0	0,2244	0,0737

Tabla 4 5. Flujo de potencia por las líneas I constante

LINE FLOWS						
From Bus	To Bus	Line	P Flow	Q Flow	P Loss	Q Loss
			[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus2	Bus5	1	0,1765	0,0351	0,0013	-0,0107
Bus1	Bus2	2	0,1098	0,0446	0,0009	0,0015
Bus2	Bus4	3	0,1270	0,0156	0,0006	-0,0174
Bus2	Bus3	4	0,0053	-0,0077	0	0
Bus1	Bus3	5	0,1153	0,0368	0,0010	0,0016
Bus3	Bus4	6	0,1195	0,0275	0,0006	-0,0079
Bus4	Bus5	7	0,0493	0,0042	0,0002	-0,0236

Con estas cargas, los valores que aparecen en Pload y Qload, ya no son los introducidos anteriormente, ya que ahora dichas cargas son dependientes del voltaje en el bus correspondiente de forma lineal.

Este tipo de carga, aumenta la tensión en los bus de la red, respuesta que nos favorece para estar más próximos a los valores de operación.

4.1.4.2.4 Cargas Z constante ($\alpha=2, \beta=2$)

Los resultados que se obtienen tras la simulación del flujo de cargas para este tipo de carga son los que se muestran en la Tabla 4.6:

Tabla 4 6. Flujo de Carga con Cargas Z constante

POWER FLOW RESULTS						
Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
	[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus1	1	0	0,2161	0,0779	0	0
Bus2	0,9880	-0,0085	0,2	0	0	0
Bus3	0,9884	-0,0097	0	0	0	0
Bus4	0,9803	-0,0216	0	0	0,1922	0,0632
Bus5	0,9766	-0,0264	0	0	0,2193	0,0721

Tabla 4 7. Flujo de potencia por las líneas l constante

LINE FLOWS						
From Bus	To Bus	Line	P Flow	Q Flow	P Loss	Q Loss
			[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus2	Bus5	1	0,1729	0,0338	0,0013	-0,0109
Bus1	Bus2	2	0,1049	0,0427	0,0009	0,0014
Bus2	Bus4	3	0,1249	0,0149	0,0006	-0,0175
Bus2	Bus3	4	0,0062	-0,0074	0	0
Bus1	Bus3	5	0,1112	0,0352	0,0009	0,0015
Bus3	Bus4	6	0,1164	0,0263	0,0006	-0,0081
Bus4	Bus5	7	0,0478	0,0037	0,0001	-0,0236

Con estas cargas, los valores que aparecen en Pload y Qload, de nuevo no se vuelven a corresponder a los valores iniciales, aunque sí están en torno a ellos, ya que ahora dichas cargas son dependientes del voltaje en el bus correspondiente de forma cuadrática.

Este tipo de carga, de nuevo aumenta la tensión en los bus de la red, respuesta que nos favorece para estar más próximos a los valores de operación. De hecho, con esta carga el único bus fuera de rango es el Bus5, correspondiente al bus de demanda Residencial-Industrial.

Una vez descritos los tres tipos de carga en función del voltaje, se ha podido comprobar que el caso más desfavorable para las tensiones es cuando se utilizan cargas PQ constante ($\alpha=0, \beta=0$), por ello será el modelo utilizado a partir de ahora.

4.2. CONCLUSIONES

En los resultados de los flujos de carga anteriores, se pueden apreciar varios factores.

Para empezar, los datos obtenidos del flujo de carga son valores coherentes, de los cuales las potencias transmitidas por las líneas son impredecibles, al tratarse de una red mallada.

En este caso, la generación de renovable no cubre la demanda al completo, y por lo tanto es el bus1, el que aporta el resto de potencia.

En este caso el flujo de potencia por las líneas se transmite del Bus1, y del Bus 2 aunque en menor medida, al resto, por lo tanto los ángulos correspondientes a los Buses de generación (Bus 1 y 2) son mayores que el resto, y por lo tanto la potencia en las líneas viaja en esa dirección. Esto se puede ver en las Tablas 4.3, 4.5 y 4.7. El flujo se impone cuando se cumplen las leyes de Kirchhoff para el bus.

Por último, hay que volver a mencionar que si se usa el modelo de carga de impedancia constante (Z constante), la tensión en los nodos aumenta. Esto también influye a la hora de inyectar reactiva para restablecer las tensiones, ya que este tipo de carga depende cuadráticamente del voltaje y por lo tanto alcanza antes los límites.

Por lo tanto, los estudios se realizarán en PSAT como software base, en el cuál se realizan las modificaciones necesarias para alcanzar los objetivos del proyecto, se utilizará la red descrita, con los estados de generación y carga citados, dicha carga modelada como PQ constante, ya que es aquí donde se encuentran el caso más desfavorable.

5. SIMULACIONES

Se va a realizar el flujo de cargas de la red descrita anteriormente con los valores de carga y generación a las 22h. Se analiza este caso, ya que es un punto crítico de futuras simulaciones. De este modo de forma particular se comprenderá lo que se realiza de forma diaria para cada instante horario.

POWER FLOW REPORT

NETWORK STATISTICS

Buses:	5
Lines:	7
Generators:	1
Loads:	4

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations:	4
Maximum P mismatch [p.u.]	2,387E-15
Maximum Q mismatch [p.u.]	3,3678E-15
Power rate [MVA]	100

Tabla 5 1. Resultados de Flujo de Cargas para cada Bus

POWER FLOW RESULTS						
Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
	[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus1	1	0	0,6534	0,1876	0	0
Bus2	0,9644	-0,0332	0	0	0	0
Bus3	0,9701	-0,0269	0	0	0	0
Bus4	0,9532	-0,0506	0	0	0,3	0,0986
Bus5	0,9465	-0,0596	0	0	0,33	0,1084

Tabla 5 2. Potencias transferidas por cada línea.

LINE FLOWS						
From Bus	To Bus	Line	P Flow	Q Flow	P Loss	Q Loss
			[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus2	Bus5	1	0,2478	0,0643	0,0028	-0,0059
Bus1	Bus2	2	0,3583	0,1005	0,0097	0,0151
Bus2	Bus4	3	0,1620	0,0321	0,0012	-0,0151
Bus2	Bus3	4	-0,0612	-0,0109	0,0003	0,0005
Bus1	Bus3	5	0,2951	0,0870	0,0066	0,0103
Bus3	Bus4	6	0,2269	0,0653	0,0024	-0,0027
Bus4	Bus5	7	0,0853	0,0166	0,0003	-0,0217

Tabla 5 3. Reporte total

GLOBAL SUMMARY REPORT					
TOTAL GENERATION [p.u.]		TOTAL LOAD [p.u.]		TOTAL LOSSES [p.u.]	
REAL POWER	0,6534	REAL POWER	0,63	REAL POWER	0,0234
REACTIVE POWER	0,1876	REACTIVE POWER	0,2070	REACTIVE POWER	-0,0194

Como se observa en la Tabla 5.1, en este instante, las tensiones en los bus se encuentran fuera de rango, si consideramos dicho rango en distribución [0.98-1.02].

Si inyectamos reactiva en los buses 2 y 3 los resultados del flujo de cargas se muestran a continuación en la Tabla 5.4 y Tabla 5.5.

Tabla 5 4. Resultados flujo de carga inyectando reactiva

POWER FLOW RESULTS						
Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
	[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus1	1	0	0,6578	-0,4107	0	0
Bus2	0,9979	-0,0532	0	0,3	0	0
Bus3	1,0033	-0,0472	0	0,3	0	0
Bus4	0,9871	-0,0694	0	0	0,3	0,0986
Bus5	0,9806	-0,0780	0	0	0,33	0,1084

Tabla 5 5. Potencias transferidas por cada línea

LINE FLOWS						
From Bus	To Bus	Line	P Flow	Q Flow	P Loss	Q Loss
			[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus2	Bus5	1	0,2475	0,0623	0,0026	-0,0074
Bus1	Bus2	2	0,3594	-0,1987	0,0118	0,0183
Bus2	Bus4	3	0,1616	0,0305	0,0011	-0,0167
Bus2	Bus3	4	-0,0616	-0,001	0,0002	0,0004
Bus1	Bus3	5	0,2983	-0,2120	0,0093	0,0146
Bus3	Bus4	6	0,2271	0,0623	0,0022	-0,0038
Bus4	Bus5	7	0,0854	0,0154	0,0003	-0,0233

En esta ocasión, tras la inyección de reactiva, se puede comprobar cómo las tensiones se encuentran dentro de rango. También se visualiza la generación en los Bus 2 y 3, siendo considerados “PQ Generator”.

Si por otro lado, se introdujeran la reactiva como carga negativa al sistema, los resultados del flujo de carga serían los mostrados en la Tabla 5.6.

Tabla 5 6. Flujo de cargas con LOAD

POWER FLOW RESULTS						
Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
	[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus1	1	0	0,6578	-0,4107	0	0
Bus2	0,9979	-0,0532	0	0	0	-0,3
Bus3	1,0033	-0,0472	0	0	0	-0,3
Bus4	0,9871	-0,0694	0	0	0,3	0,0986
Bus5	0,9806	-0,0780	0	0	0,33	0,1084

Como se verifica, los resultados del flujo de carga son idénticos, y se demuestra que PSAT considera igual cargas con valores negativos, que un PQ Generator.

Tabla 5.7. Reporte total

GLOBAL SUMMARY REPORT					
TOTAL GENERATION [p.u.]		TOTAL LOAD [p.u.]		TOTAL LOSSES [p.u.]	
REAL POWER	0,6578	REAL POWER	0,63	REAL POWER	0,0278
REACTIVE POWER	0,1893	REACTIVE POWER	0,207	REACTIVE POWER	-0,0178

5.2. CASO BASE DEL ESTUDIO

- La potencia reactiva entregada a la Red por la Generación Distribuida (GD) es nula.
- Modelo de carga PQ constante. ($\alpha=0$; $\beta=0$).
- Carga con $f_{dp}=0.95i$ para todas las franjas horarias.

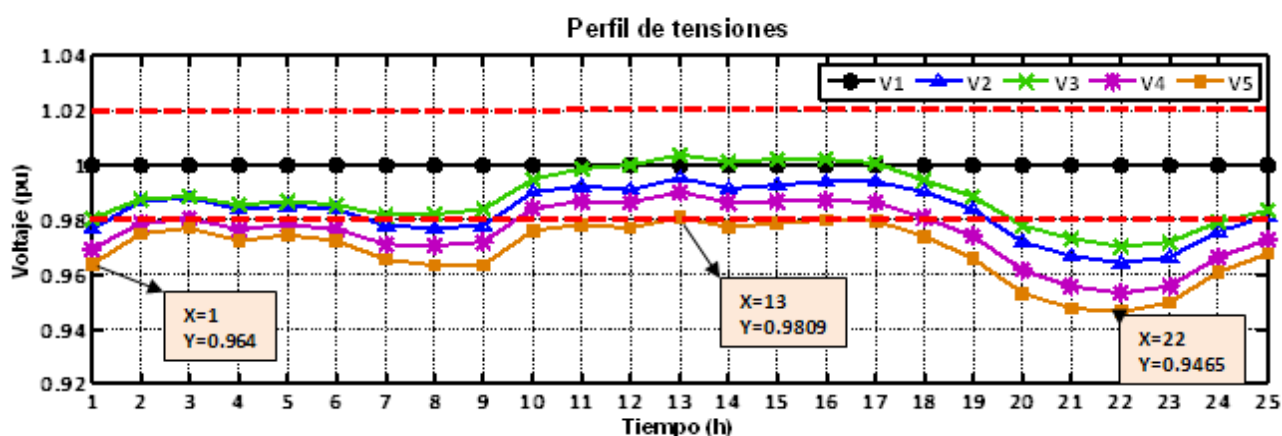


Fig. 5.1. Perfil de tensiones

El sistema fue pensado para operar en la Red de Distribución. El rango de valores de tensión (p.u.) para esta Red se ha situado en $[0.98-1.02]$, por lo que se comentó en el capítulo anterior (4.1.2). En la figura 5.1, en la gráfica de los perfiles de tensiones en cada bus del sistema, en cada instante de tiempo, se observa que la mayoría de las tensiones en los buses están fuera del rango de operación.

- A las 13h. El voltaje en los buses del sistema se encuentra dentro de los límites establecidos para la red de distribución.

- En los instantes donde la tensión se encuentra por debajo del límite se necesita la inyección de reactiva a la red.

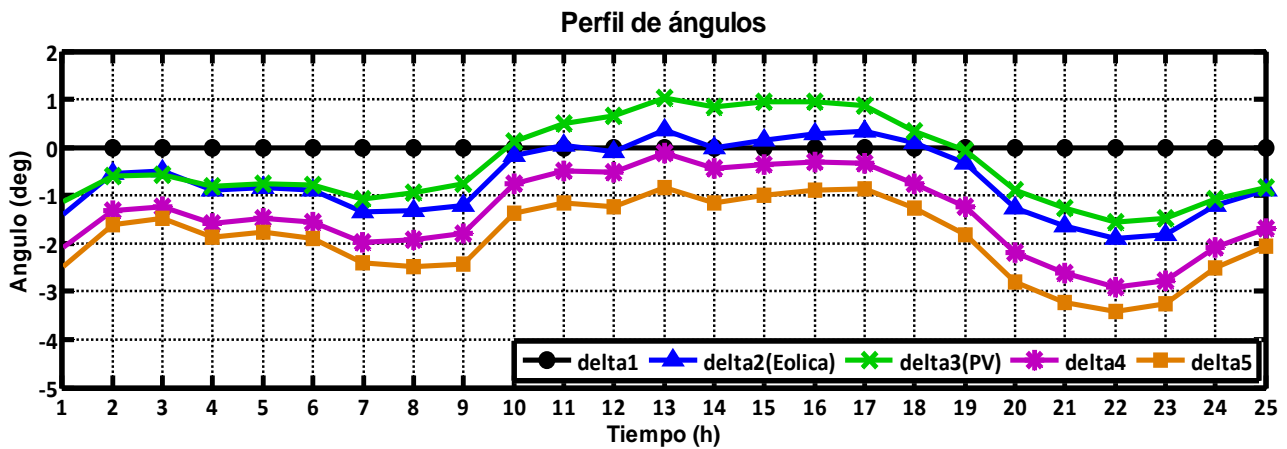


Fig. 5.2. Perfil ángulos

En la figura 5.2 se visualizan los ángulos de desfase respecto al bus slack en cada instante. Se aprecia que cuando la generación renovable es máxima, disminuyen dichos ángulos en el bus correspondiente, lo que señala el flujo de potencia de estos buses a los de carga. En los buses de carga el ángulo es mayor, tal y como se explicó en el capítulo anterior.

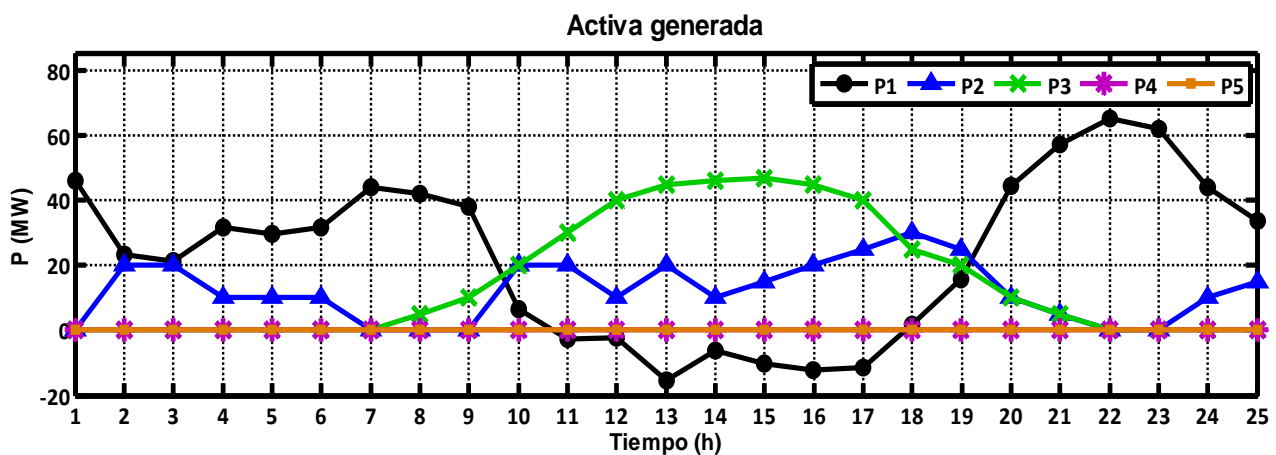


Fig. 5.3. Potencias Activas generadas

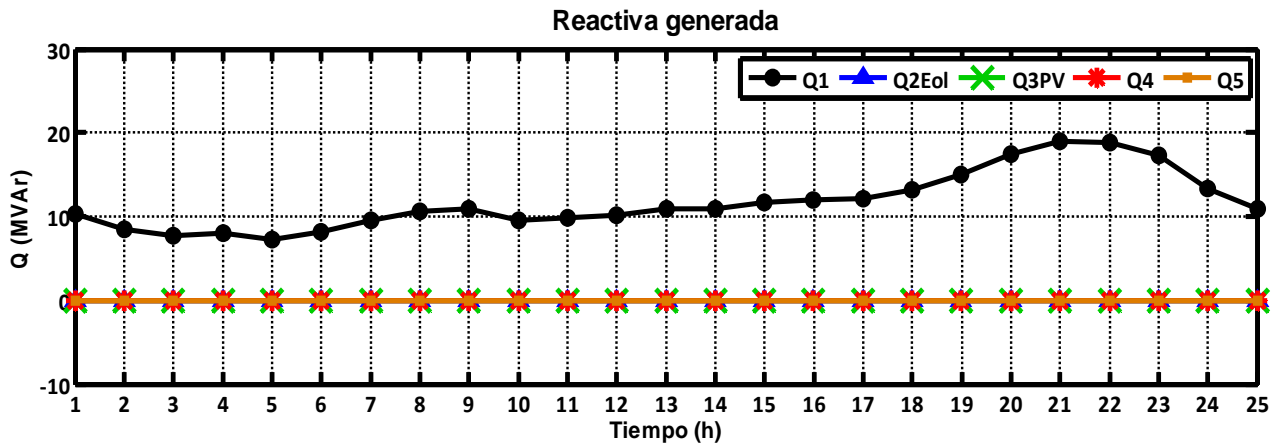


Fig. 5.4. Potencias Reactivas generadas

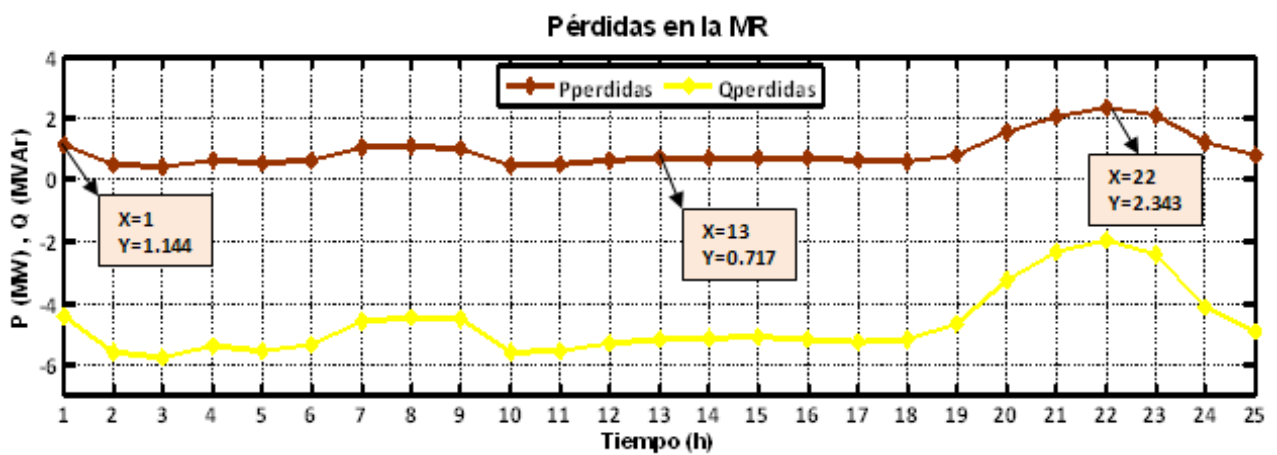


Fig. 5.5. Pérdidas Micro-Red

En la Fig. 5.3, Fig. 5.4 y Fig. 5.5 se muestran las Potencias activas y reactivas generadas y pérdidas en la micro red, respectivamente.

- Los buses 4 y 5, son bus de carga, por lo tanto, tal y como se observa en la figura, su generación es nula.
- La inyección de reactiva inicial al sistema de origen renovable es nula, tal y como se comentó anteriormente, por ello, toda la reactiva inyectada a la MR es procedente del Bus1, Red de distribución.

Con las Fig. 5.1 y 5.3 se puede apreciar que la inyección de renovable en la red mejora el perfil de tensiones, ya que cuando la potencia activa renovable está en sus máximos, los perfiles de tensiones están dentro de rango. Esto es lo que sucede a las 13h.

Por otro lado, en la Fig. 5.5, se puede ver que las pérdidas del sistema se minimizan cuando entra la generación distribuida en la Red.

En la Fig. 5.3 se aprecia que cuando la generación de origen renovable excede a la demanda, dicho excedente es absorbido por la red. En la gráfica se muestra como potencia activa negativa del Bus1.

5.3. AJUSTE DE TENSIONES

Debido a que las tensiones en los buses se encuentran fuera de rango, se realiza el ajuste debido para colocar dichas tensiones en unos valores adecuados.

Para ello se discute entre los siguientes escenarios:

- El generador eólico (Bus2) inyecta toda la potencia reactiva necesaria en la red para restablecerlos valores.
- El generador fotovoltaico (Bus3) inyecta toda la potencia reactiva necesaria en la red para restablecerlos valores.
- Combinación de las dos anteriores.

Estos casos además se analizarán que los generadores dispongan o no, de límite de inyección de potencia reactiva.

Esta reactiva se limita debido a la topología de los generadores eólicos y fotovoltaicos.

En particular, en la generación fotovoltaica la corriente suministrada por el panel es corriente continua, y la red es de corriente alterna, lo que hace necesario la conexión de un inversor entre el panel y la red. Dicho inversor sólo podrá soportar una determinada potencia en sus elementos, lo que limita la inyección de reactiva a la red. En el presente proyecto, los niveles escogidos para la limitación de reactiva han sido tales que se pueda ver el efecto de inyectar o no

reactiva a la red y qué ocurre si no se inyecta la cantidad necesaria, pero no se ha profundizado en el funcionamiento del panel y el inversor para dar unos valores reales.

5.3.1. Generador Eólico sin límite.

- Modelo de carga PQ constante. ($\alpha=0$; $\beta=0$).
- Carga con $f_{dp}=0.95i$ para todas las franjas horarias.
- Toda la potencia reactiva requerida por el sistema para restablecer la tensión, la aporta el generador eólico (Bus2).

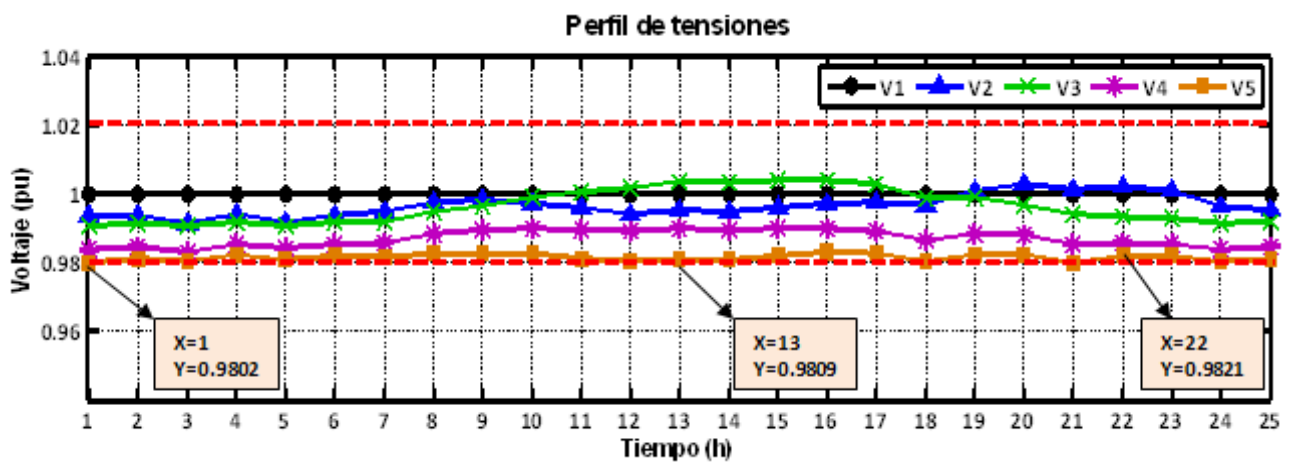


Fig. 5.6. Perfil de tensiones

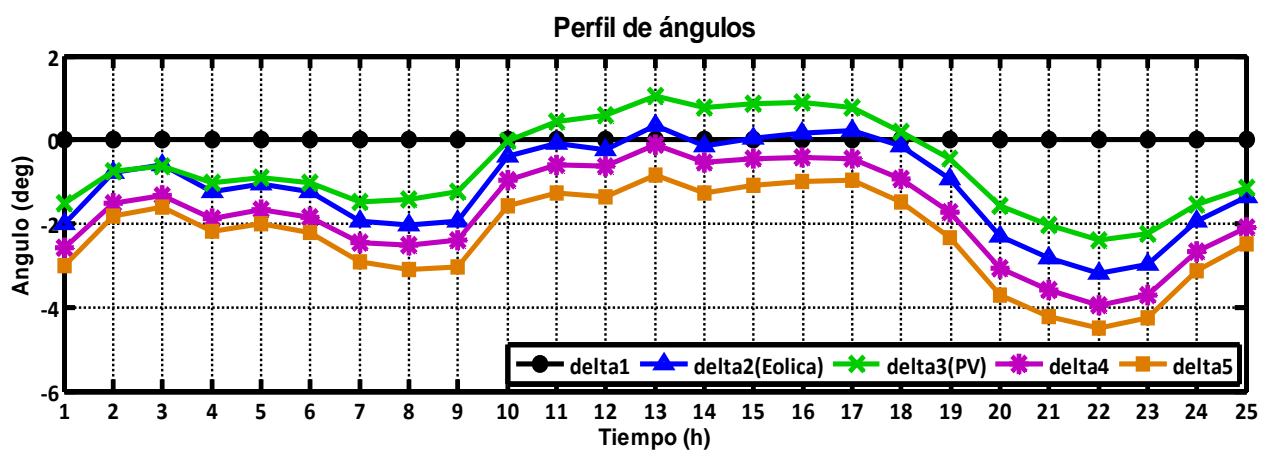


Fig. 5.7. Perfil ángulos

Los límites en las tensiones se han restablecido como se puede ver en la Fig. 5.6, y todas las tensiones en los buses se encuentran entre $[0.98-1.02]$, esto se debe a la inyección de potencia reactiva en la red por parte del generador eólico.

A las 21h. se encuentra el punto de voltaje mínimo. Se verifica que dicho voltaje está dentro de los límites, ya que se sitúa por encima de 0.98, con lo se demuestra que todos los valores de la red en cada instante están en las condiciones permitidas de operación.

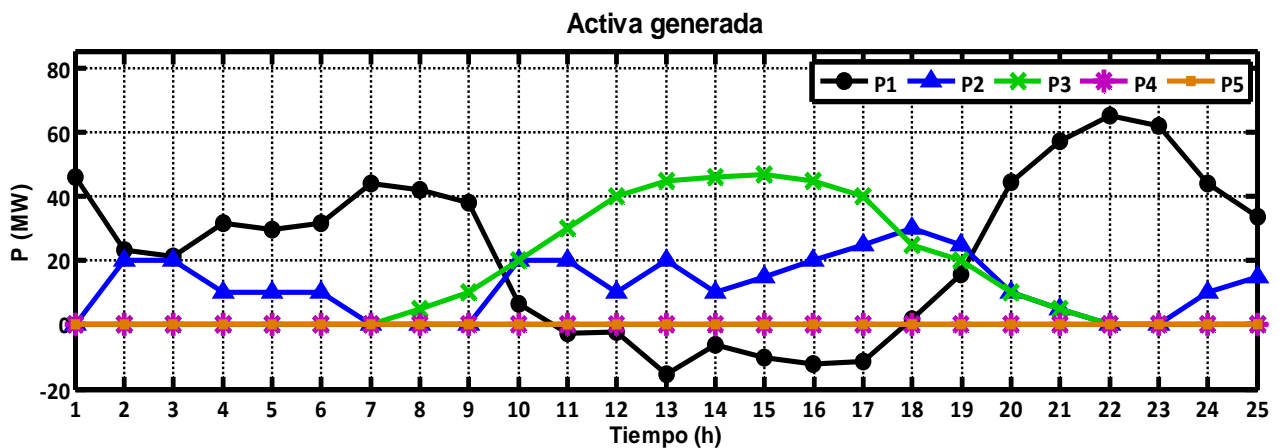


Fig. 5.8. Potencias activas generadas

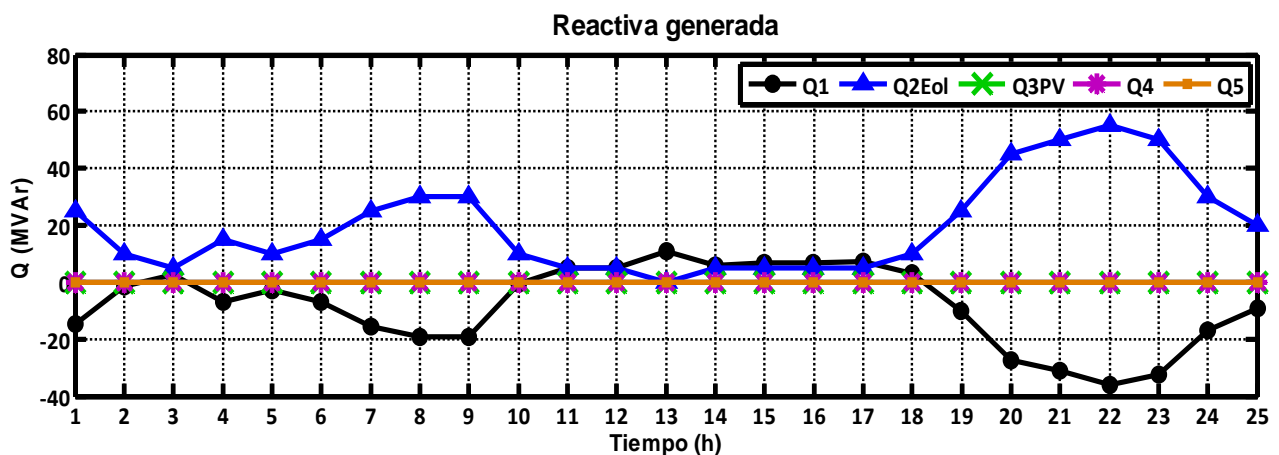


Fig. 5.9. Potencias reactivas generadas

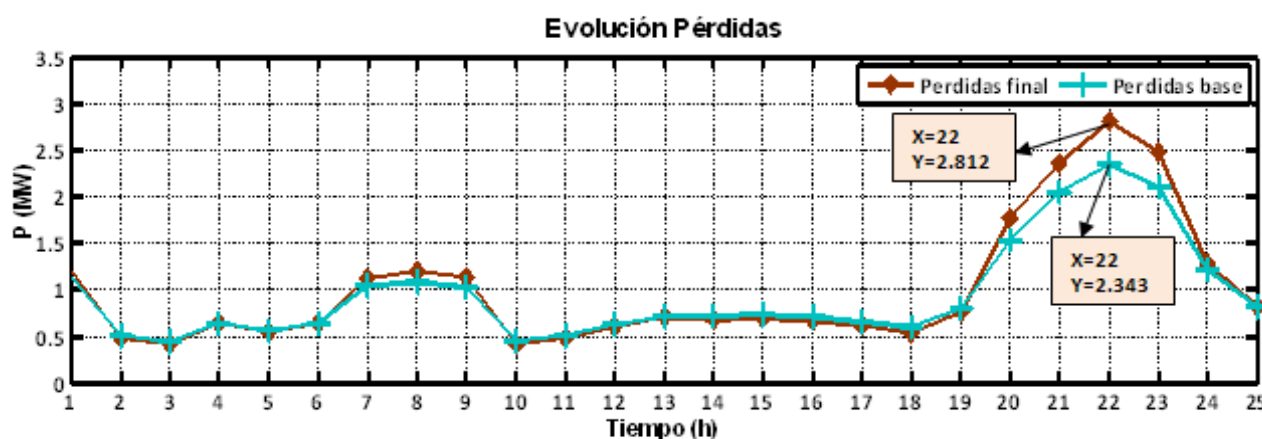


Fig. 5.10. Pérdidas Micro-Red

Las potencias activas generadas en los generadores eólico y fotovoltaico no varían respecto al caso anterior, pero la potencia activa generada en el Bus1, si varía, ya que esta debe hacer frente a las pérdidas generadas en la inyección de reactiva. Los valores de potencias activas generadas en los Buses antes y después de la GD a las 22h, (caso más desfavorable, en cuanto a aumento de pérdidas en el sistema) se muestran en la Tabla 5.7.

Tabla 5.8. Cambios en la Potencia Reactiva

	Activas sin GD 22h (MW)	Activas con GD 22h (MW)	Pérdidas sin GD	Pérdidas con GD
Bus1 (Red)	65,3428	65,8116	2,343	2,812
Bus2 (Eólica)	0	0		
Bus3 (PV)	0	0		
Bus4 (Hospital)	0	0		
Bus5 (Residencial)	0	0		
Incrementos	65,8116 - 65,3429 = 0,4688		2,812 – 2,343 = 0,469	

Como se observa, la variación en las pérdidas, son cubiertas por el Bus1. La potencia entregada en el resto de Bus permanece igual que en el caso base.

Toda la potencia reactiva es entregada por el bus2, generador eólico, tal y como se puede observar en la Fig. 5.9.

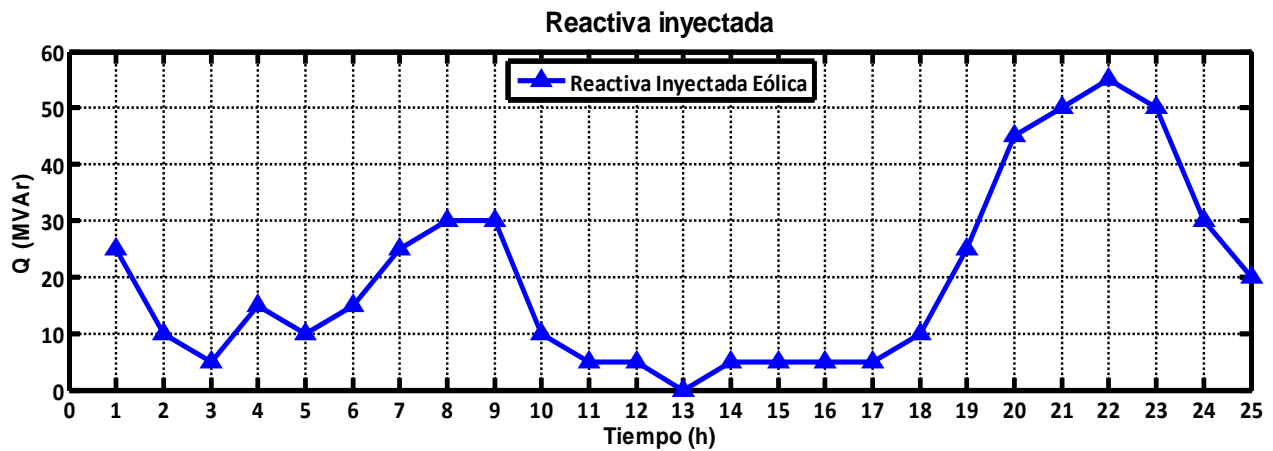


Fig. 5.11. Potencia Reactiva Inyectada

La inyección de potencia reactiva conlleva un coste, es necesario aumentar la generación de potencia activa en la red, ya que las pérdidas de potencia activa en este caso es mayor (Ver Fig. 5.10). En el caso base, las pérdidas eran de 2.343 MW como se observa en la Fig. 5.5 y 5.10, y considerando la inyección de potencia reactiva por parte del generador eólico las pérdidas son de 2.812 MW como se observa en la Fig. 5.10. En el instante en el cual se incrementan las pérdidas de activa en el sistema, es el instante que más reactiva se inyecta a la red y es también en este instante cuando la potencia activa de la GD es nula, ausencia de viento y/o sol, cuando el perfil de tensiones es menor y cuando las pérdidas en el sistema son mayores.

A las 13h. no se inyecta reactiva, ya que desde el inicio los voltajes estaban dentro de los límites de operación.

5.3.2. Generador Eólico con límite.

- Modelo de carga PQ constante. ($\alpha=0$; $\beta=0$).
- Carga con $f_{dp}=0.95i$ para todas las franjas horarias.
- Generador Eólico limitado a 50 MVar.
- Toda la potencia reactiva requerida por el sistema para restablecer la tensión, la aporta el generador eólico (Bus2).

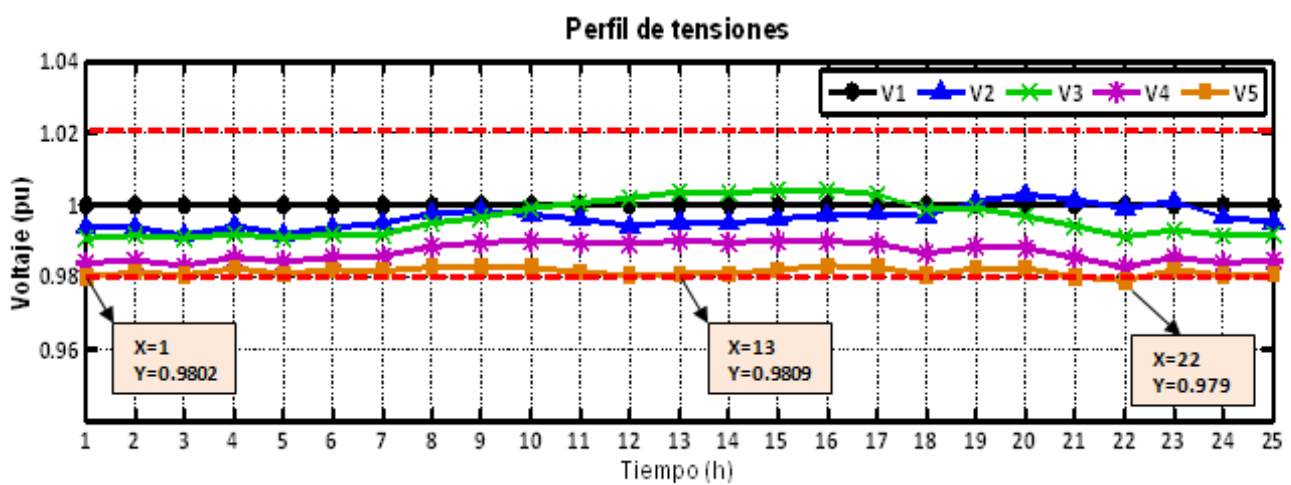


Fig. 5.12. Perfil de tensiones

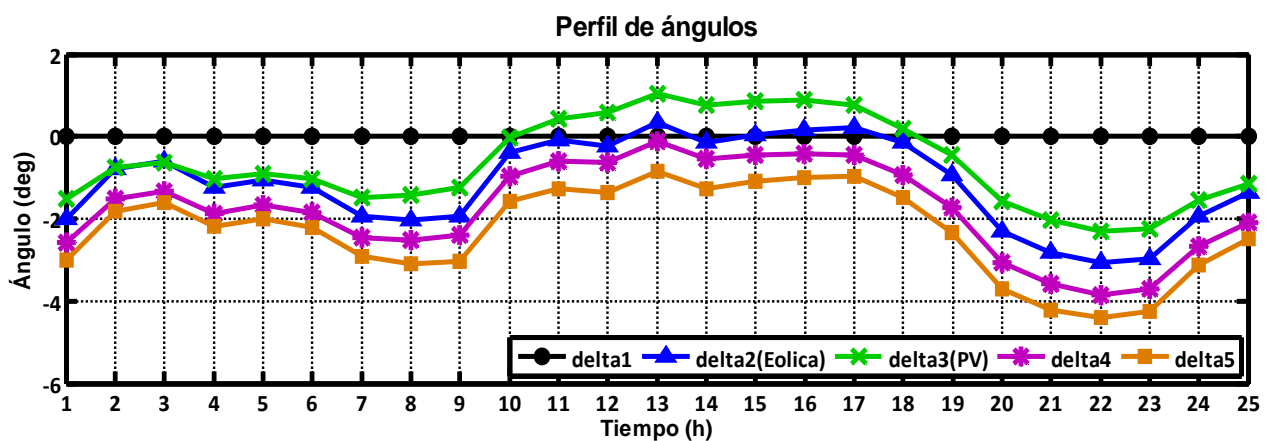


Fig. 5.13. Perfil ángulos

En esta ocasión el generador eólico está limitado, y únicamente puede inyectar 50MVar en el sistema.

En muchos puntos, la tensión sí se ha restablecido dentro de sus límites de operación, como ocurre a la 1h. En la Fig. 5.1 se observa que la tensión en el Bus5 es 0.964p.u, y tras la inyección de potencia reactiva, esta tensión es de 0.9802p.u. Sin embargo, debido a la limitación del generador para inyectar reactiva, no en todas las franjas horarias del sistema los bus funcionan dentro de sus límites. En la Fig. 5.12 se observa que a las 22h el voltaje en el bus5 es 0.979p.u, y por lo tanto está fuera de rango [0.98-1.02]. En este caso, las posibles soluciones existentes son una reducción de la carga, o inyección de potencia reactiva por parte de otro generador. Tal y como se estudia más adelante.

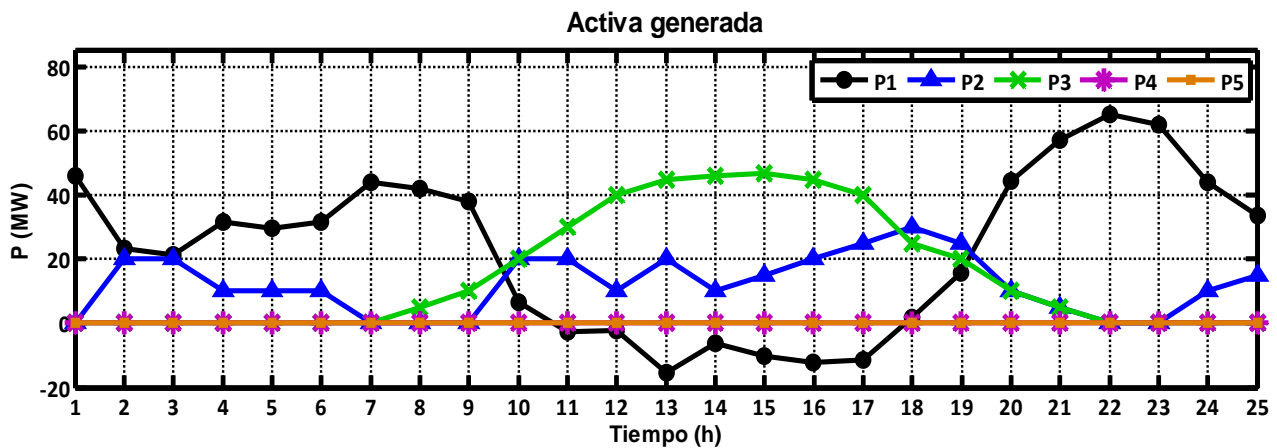


Fig. 5.14. Potencias activas generadas

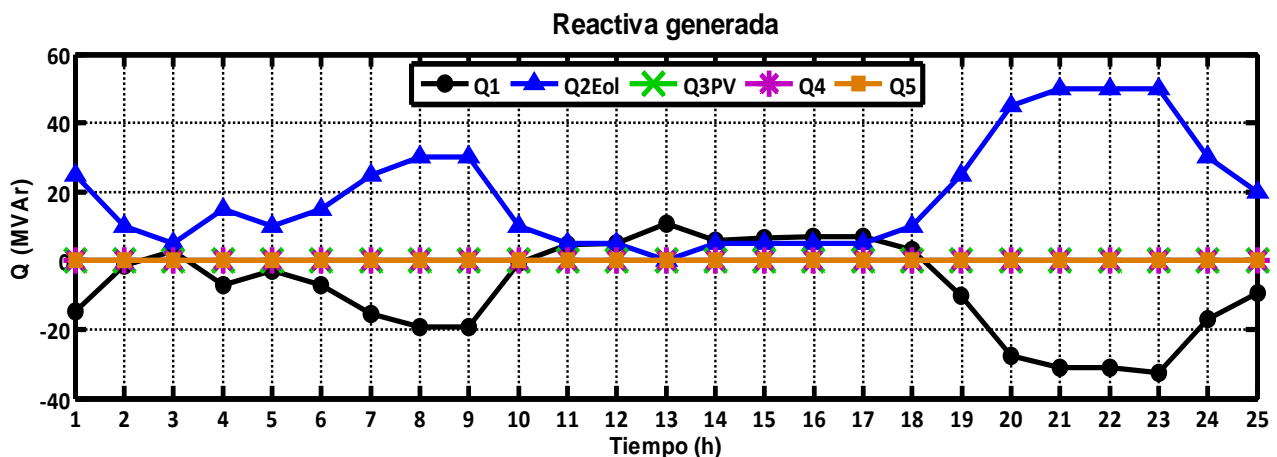


Fig. 5.15. Potencias reactivas generadas

En la Fig. 5.14 y 5.15 se observan las potencias activa y reactiva generadas en cada bus. Toda la potencia reactiva es entregada por el bus 2, generador eólico.

En la Fig. 5.16, se muestran las pérdidas en el sistema con la inyección de potencia reactiva limitada. Las pérdidas iniciales son las mismas que las pérdidas del caso base (2.343MW). A las 22h, el generador eólico está inyectando el máximo de potencia reactiva permitido, 50MVar, el sistema necesita más inyección de potencia reactiva, ya que la tensión no se encuentra dentro de los límites. Por ello, las pérdidas del sistema son de 2.663MW y no de 2.812MW como el caso del generador eólico sin limitación.

En la Fig. 5.17 se representa la potencia reactiva inyectada a la red para cada instante de tiempo. La reactiva inyectada a las 13h de origen renovable, para restablecer el perfil de tensiones, es siempre cero, esto es así ya que en este punto la tensión desde el instante inicial (caso base) está dentro de los límites permitidos. (Ver Fig. 5.1).

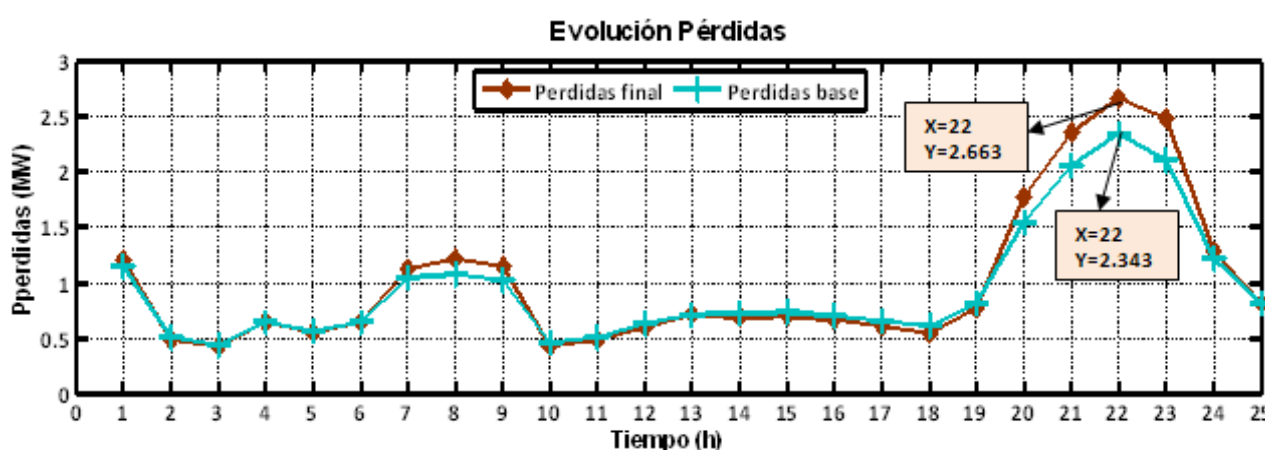


Fig. 5.16. Comparativa de pérdidas en el sistema.

En la Fig. 5.16, de nuevo se vuelve a ver que las pérdidas aumentan cuando la inyección de reactiva es mayor en la red, coincidiendo dicho punto con demanda máxima, y por lo tanto mayores flujos de voltaje, mayores generaciones y mayores pérdidas en la MR, acompañada de la ausencia de potencia activa renovable en dichas horas.

En este caso la reactiva inyectada en la MR se muestra en la Fig. 5.17, se ve como a las 22h, los voltajes no están dentro de los límites, pero el generador está inyectando el máximo permitido.

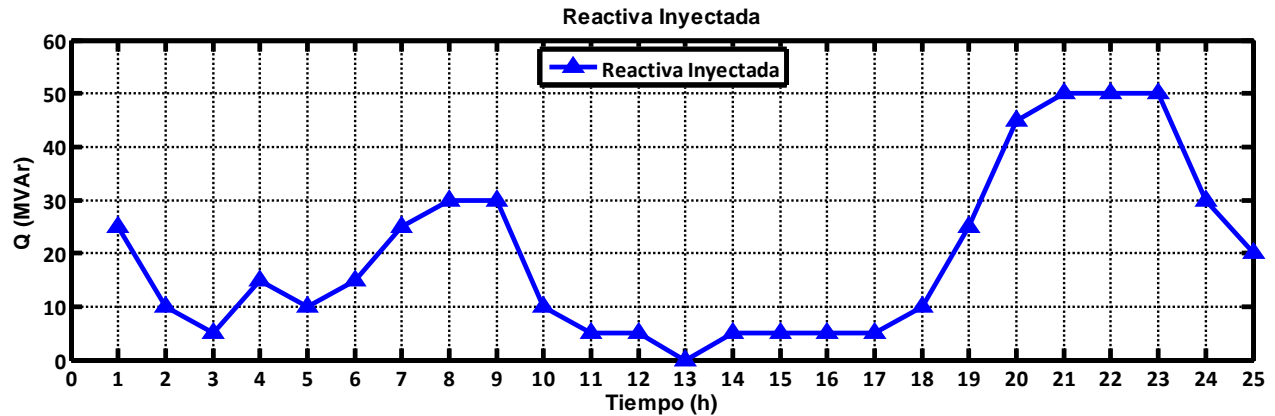


Fig. 5.17. Reactiva inyectada limitada

5.3.3. Generador Fotovoltaico sin límite.

- Modelo de carga PQ constante. ($\alpha=0$; $\beta=0$).
- Carga con $f_{dp}=0.95i$ para todas las franjas horarias.
- Toda la potencia reactiva requerida por el sistema para restablecer la tensión, la aporta el generador fotovoltaico (Bus3).

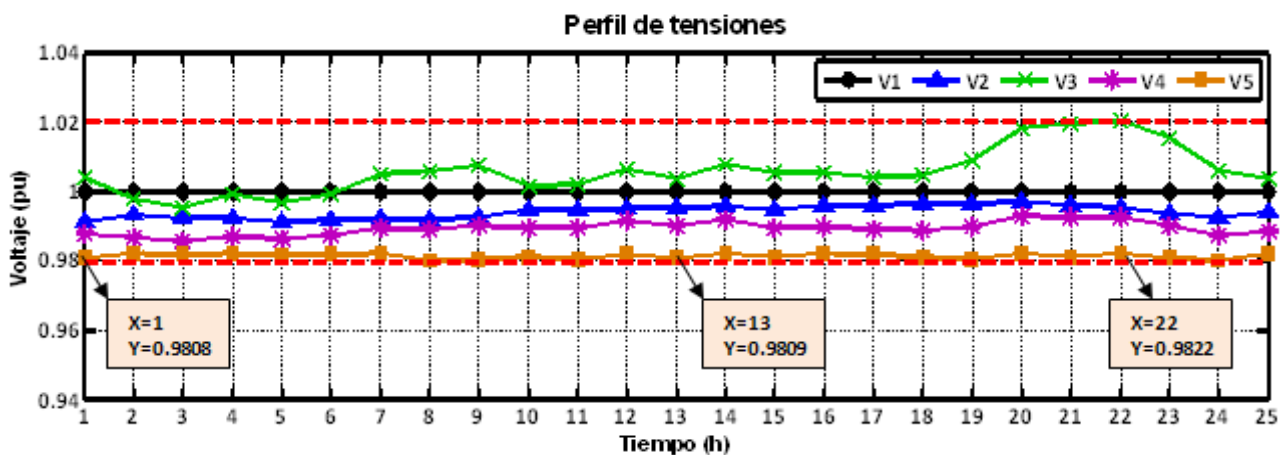


Fig. 5.18. Perfil de tensiones

En la Fig. 5.18 se observa, que los voltajes se encuentran dentro de los límites [0.98-1.02], ya que los puntos señalados son los mínimos valores de tensión.

A continuación se representan los ángulos en cada instante.

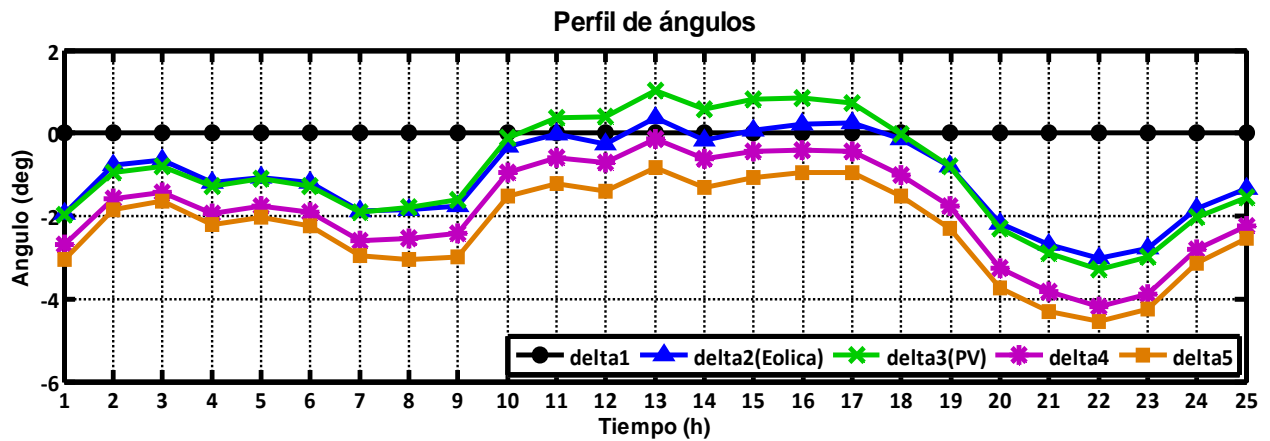


Fig. 5.19. Perfil ángulos

A continuación, en la Fig. 5.20 y Fig. 5.21 se visualizan las potencias activas y reactivas generadas por cada bus del sistema para cada instante.

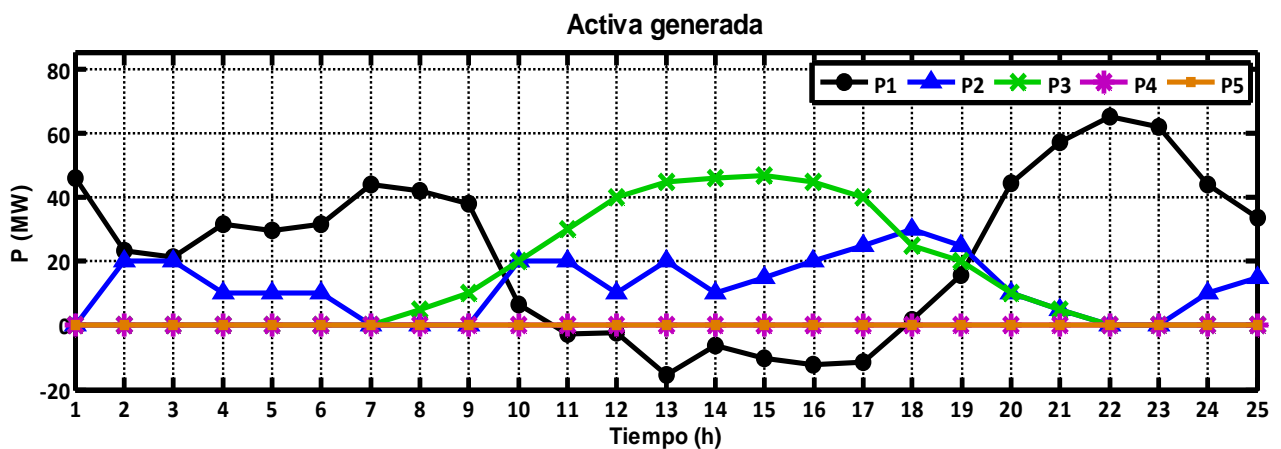


Fig. 5.20. Potencias activas generadas

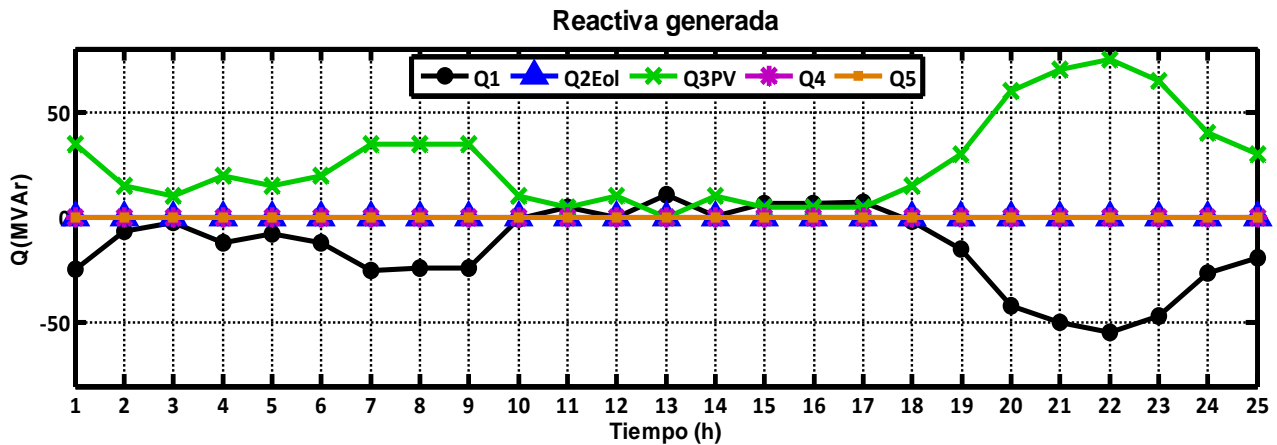


Fig. 5.21. Potencias reactivas generadas

Se puede observar que toda la potencia reactiva inyectada a la red la suministra el Bus3, correspondiente al generador fotovoltaico.

Como se comentó con anterioridad, el inyectar potencia reactiva conlleva un coste, es necesario aumentar la generación de potencia activa, ya que las pérdidas de potencia activa, son mayores. En el caso base, las pérdidas eran de 2.343 MW como se observa en la Fig. 5.5, y considerando la inyección de potencia reactiva por parte del generador fotovoltaico las pérdidas son de 3.726 MW. Esto se aprecia con mayor claridad en la Fig. 5.22.

La potencia reactiva inyectada por el generador fotovoltaico en el sistema se muestra se muestra en la Fig. 5.23. De nuevo, las mayores pérdidas de activa se dan cuando el generador está inyectando el máximo de reactiva.

A las 13h. se vuelve a observar que la reactiva inyectada es nula, ya que desde el inicio la tensión estaba en los límites de funcionamiento.

Es preferible que la reactiva la inyecte el generador eólico, ya que tal y como se ha podido comprobar las pérdidas con éste son menores.

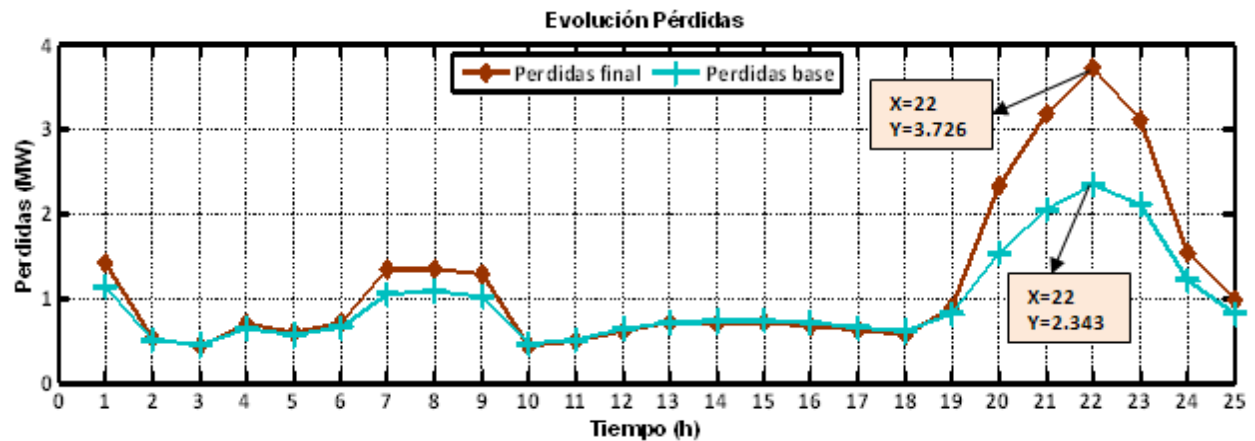


Fig. 5.22. Comparativa de pérdidas en el sistema.

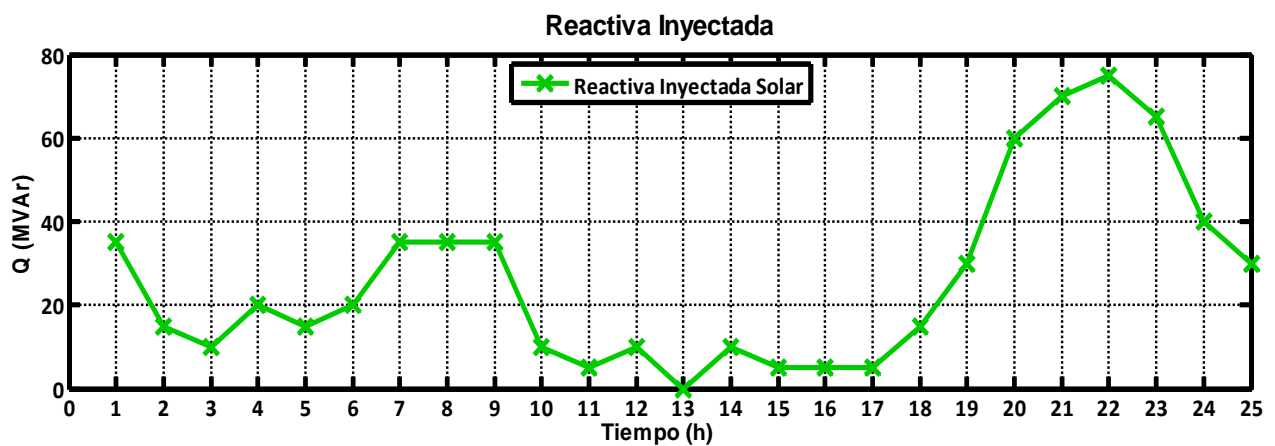


Fig. 5.23. Potencia Reactiva inyectada al sistema en cada instante de tiempo.

5.3.4. Generador Fotovoltaico con límite.

- Modelo de carga PQ constante. ($\alpha=0$; $\beta=0$).
- Carga con $f_{dp}=0.95i$ para todas las franjas horarias.
- Generador Eólico limitado a 50 MVar
- Toda la potencia reactiva requerida por el sistema para restablecer la tensión, la aporta el generador fotovoltaico (Bus2).

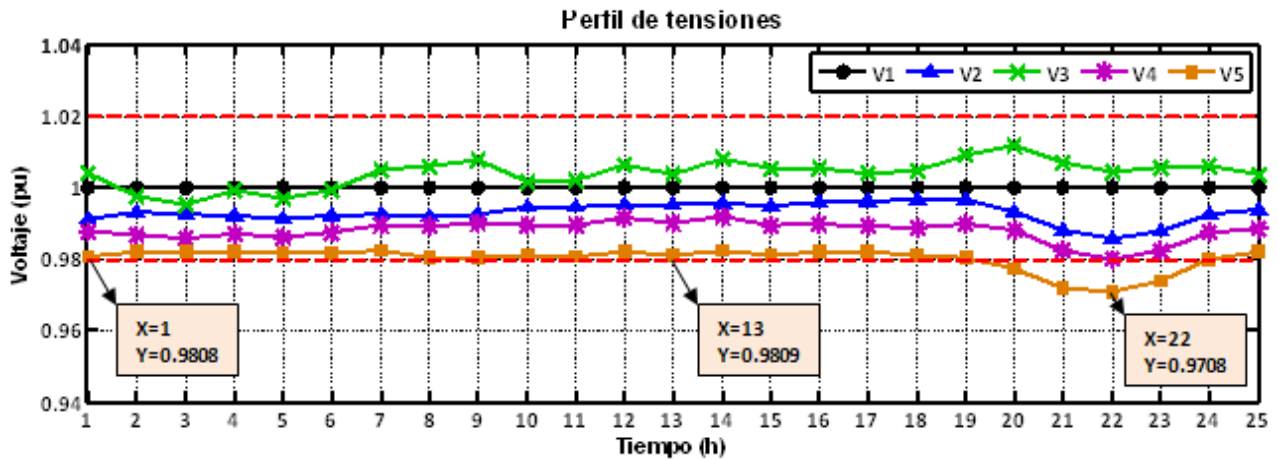


Fig. 5.24. Perfil de tensiones

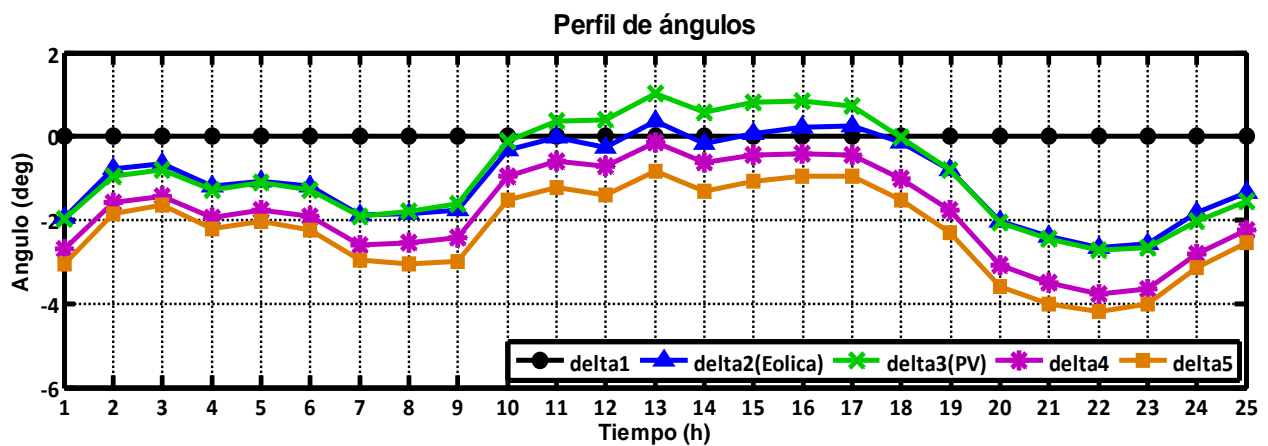


Fig. 5.25. Perfil ángulos

En esta ocasión el generador fotovoltaico está limitado, y únicamente puede inyectar 50MVar en el sistema.

En muchos puntos, la tensión sí se ha restablecido la tensión dentro de los límites de operación, como ocurre a la 1h. En la Fig. 5.1 se observa que la tensión en el Bus5 es 0.964p.u, y tras la inyección de potencia reactiva, esta tensión es de 0.9808p.u. Sin embargo, debido a la limitación del generador para inyectar reactiva, no en todas las franjas horarias del sistema, los buses operan dentro de sus límites. En la Fig. 5.24 se observa que a las 22h el voltaje en el bus5 es 0.9708p.u, y por lo tanto está fuera de rango [0.98-1.02]. En este caso, las posibles soluciones existentes son una reducción de la carga, o inyección de potencia reactiva por parte de otro generador.

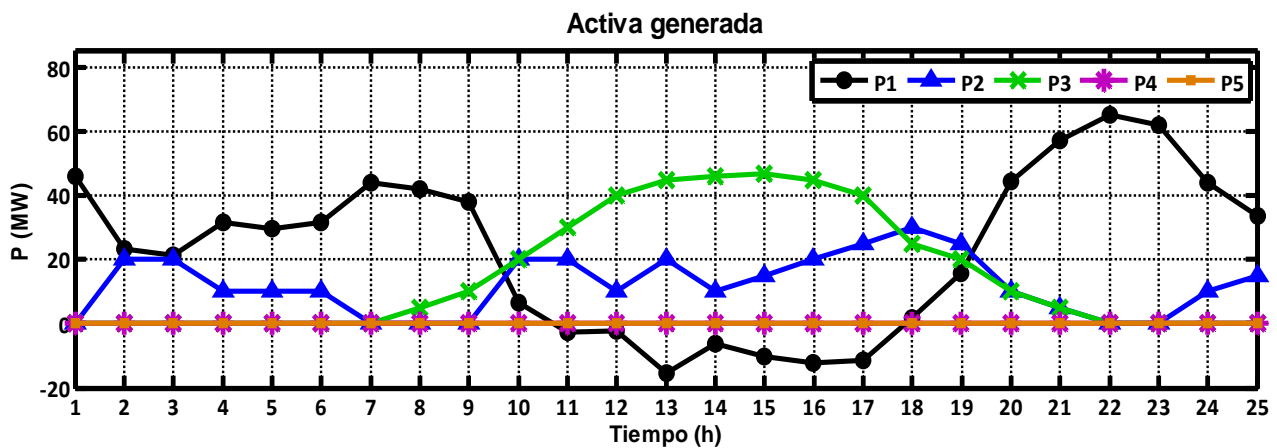


Fig. 5.26. Potencias activas generadas

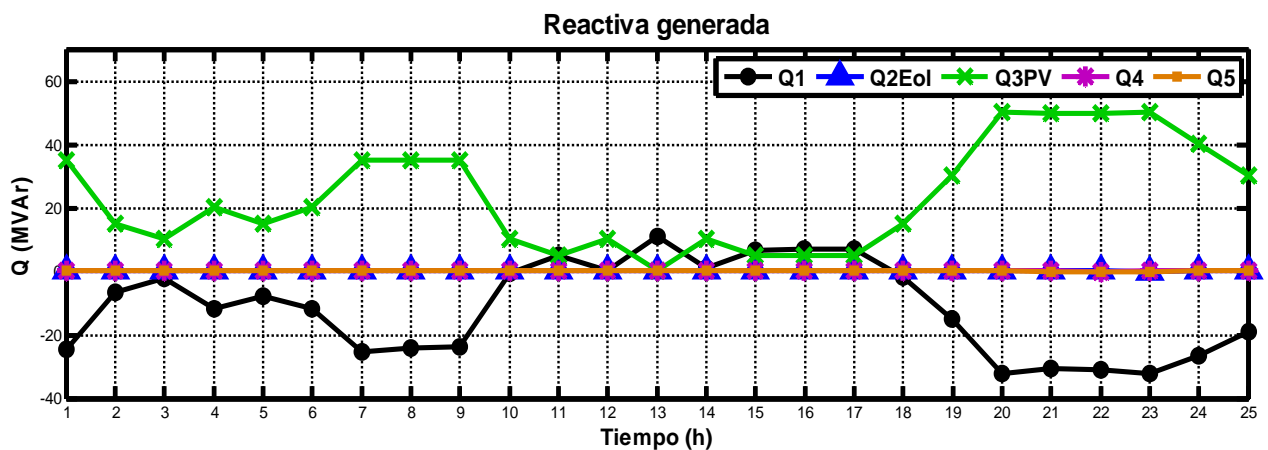


Fig. 5.27. Potencias reactivas generadas

En las Fig. 5.26 y Fig. 5.27 se observan las potencias activa y reactiva generadas en cada bus. Se puede observar que toda la potencia reactiva generada, la inyecta a la red el Bus3, correspondiente al generador fotovoltaico.

En la Fig. 5.28, se muestran las pérdidas en el sistema con la inyección de potencia reactiva limitada.

Las pérdidas iniciales son las mismas que las pérdidas del caso base (2.343MW). También, se ven las pérdidas a las 22h, en este punto el generador fotovoltaico está inyectando el máximo de potencia reactiva permitido, 50MVar, el sistema necesita más inyección de potencia reactiva, ya que la tensión no se encuentra dentro de los límites. Por ello, las pérdidas del sistema son de 2.761MW y no de 3.726MW como el caso del generador fotovoltaico sin saturar.

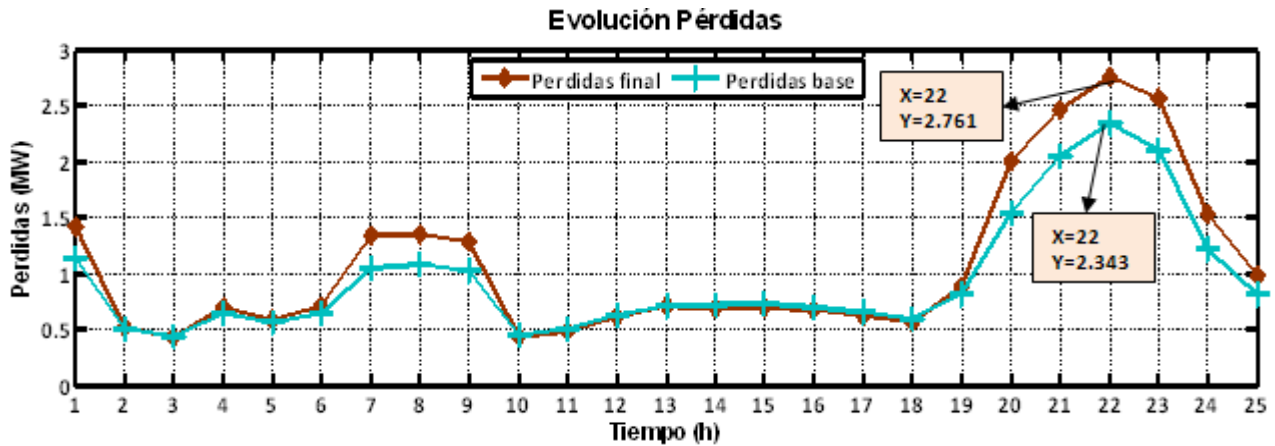


Fig. 5.28. Comparativa de pérdidas en el sistema.

La potencia reactiva entregada a la red para cada instante de tiempo se muestra en la Fig. 5.29. Se observa que está limitada a 50MVar a las 20h, 21h, 22h y 23h, y es en esos puntos cuando se encuentran las mayores pérdidas de activa en el sistema.

Tal y como ha ocurrido en situaciones anteriores, se observa que la reactiva inyectada en la red a las 13h, es siempre cero, ya que la tensión está dentro de límites desde el instante inicial. (Ver Fig. 5.1)

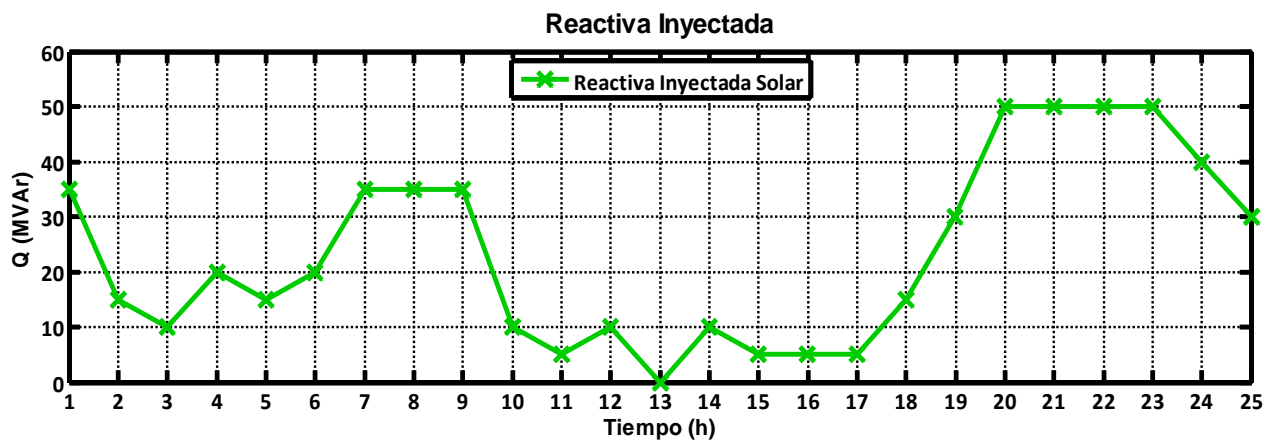


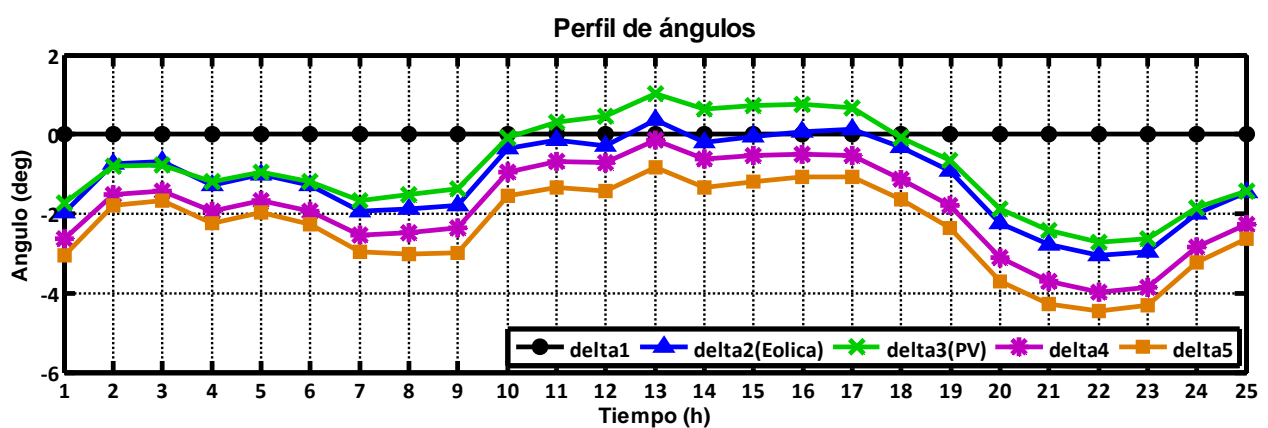
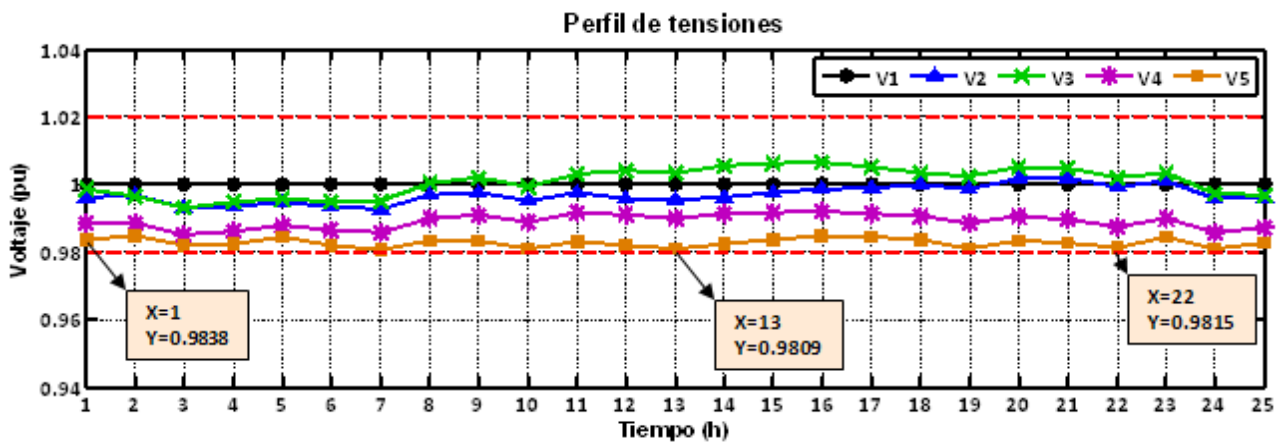
Fig. 5.29. Potencia Reactiva inyectada al sistema en cada instante de tiempo.

Las simulaciones anteriores, nos llevan a la conclusión de que la opción posible que minimiza las pérdidas del sistema, es la descrita en el punto 5.3.2 en la que se satisface toda la demanda dentro de los límites de operación de la tensión, y las pérdidas son mínimas.

5.3.5. Generador Solar y Fotovoltaico con límite.

5.3.5.1 Límite que permite estabilizar la tensión

- Modelo de carga PQ constante. ($\alpha=0$; $\beta=0$).
- Carga con $\text{fdp}=0.95i$ para todas las franjas horarias.
- Generador Eólico limitado a 35 MVar.
- Generador Solar limitado a 25 MVar.



En esta ocasión tanto el generador fotovoltaico como el generador eólico están limitados, y únicamente puede inyectar en el sistema 35MVAR el generador Eolico y 25MVAR en Fotovoltaico, 60MVAR en total.

En esta ocasión dicha limitación ha sido suficiente para restablecer la tensión en los límites de operación, tal y como se aprecia en la Fig. 5.30.

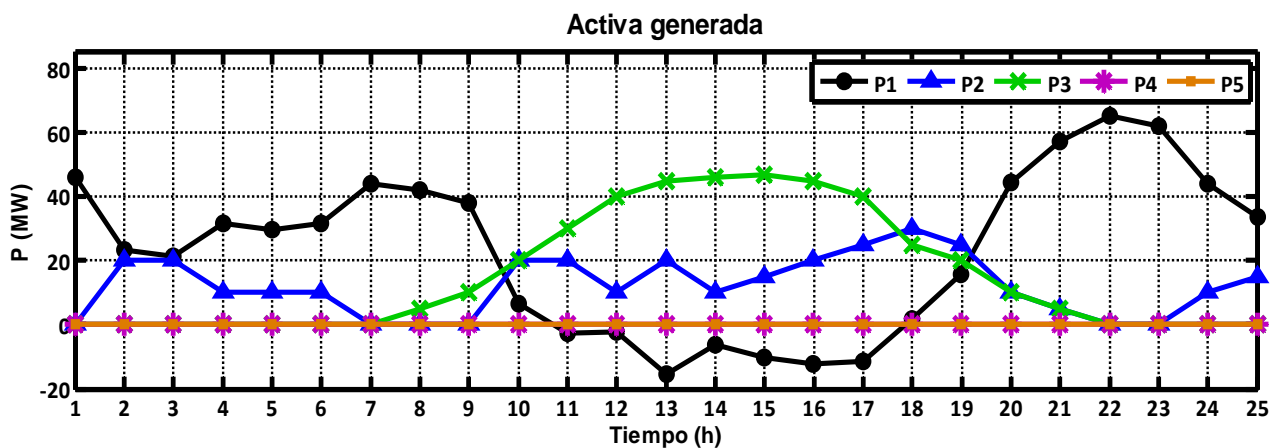


Fig. 5.32. Potencias activas generadas

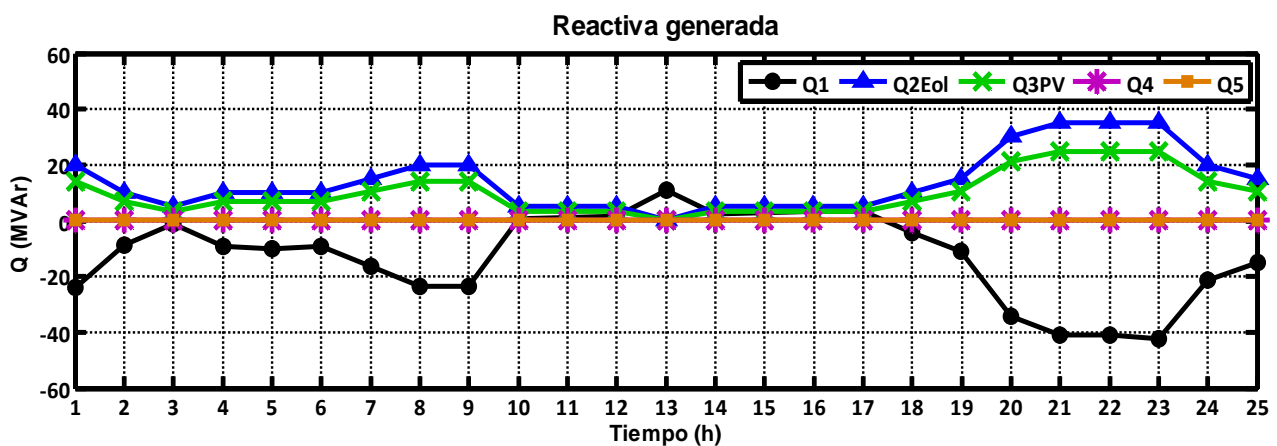


Fig. 5.33. Potencias reactivas generadas

En las Fig. 5.32 y Fig.5.33 se observan las potencias activa y reactiva generadas en cada bus.

En la Fig. 5.34, se muestran las pérdidas en el sistema con la inyección de potencia reactiva limitada. Las pérdidas iniciales son las mismas que las pérdidas del caso base (2.343MW). También, se ven las pérdidas a las 22h (2.777MW), en este punto los generadores están inyectando el máximo de potencia reactiva permitido, 60MVar, pero dicha limitación basta para llevar la tensión dentro de rango. Por otro lado, las pérdidas de este modelo son las menores registradas hasta ahora.

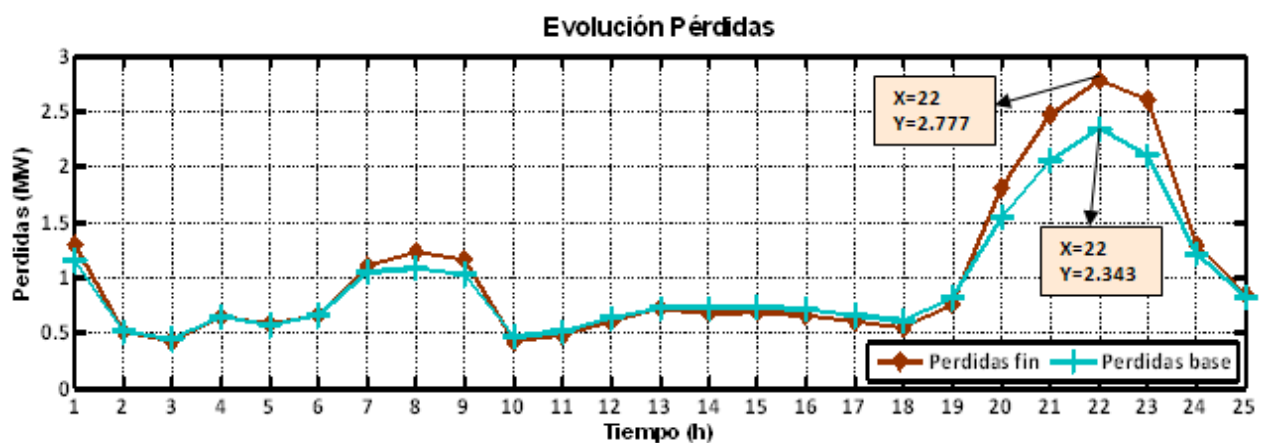


Fig. 5.34. Comparativa de pérdidas en el sistema.

En la Fig. 5.35, se observa la reactiva total inyectada al sistema. Tal y como ha ocurrido en situaciones anteriores, se observa que la reactiva inyectada en la red a las 13h, es siempre cero, ya que la tensión está dentro de límites desde el instante inicial. (Ver Fig. 5.1)

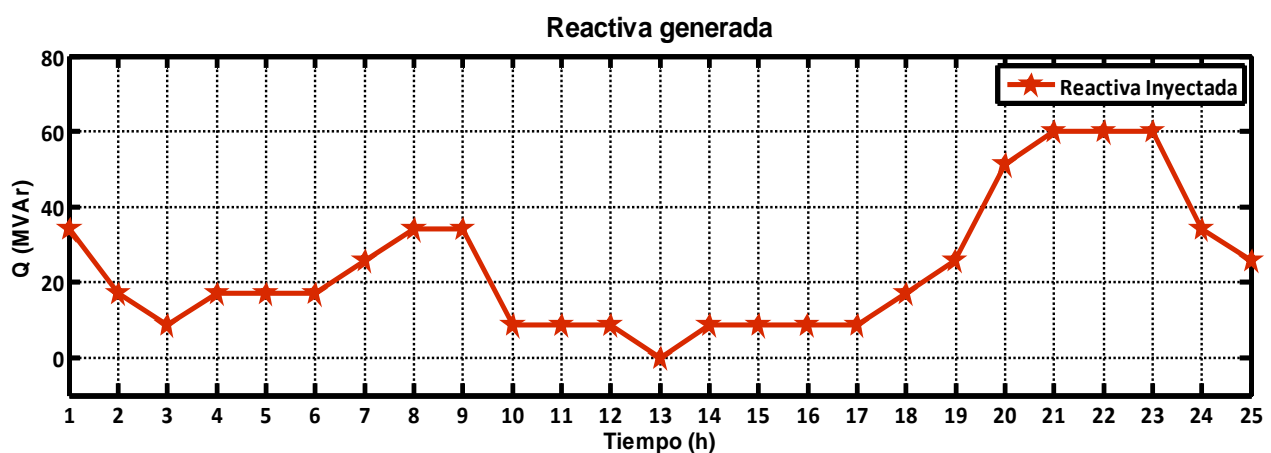


Fig. 5.35. Potencia Reactiva inyectada al sistema en cada instante de tiempo.

5.3.5.2 Límite que no permite estabilizar tensión

5.3.5.2.1 Reactiva Eólica Superior

- Modelo de carga PQ constante. ($\alpha=0$; $\beta=0$).
- Carga con $\text{fdp}=0.95i$ para todas las franjas horarias.
- Generador Eólico limitado a 30 MVar.
- Generador Solar limitado a 20 MVar.

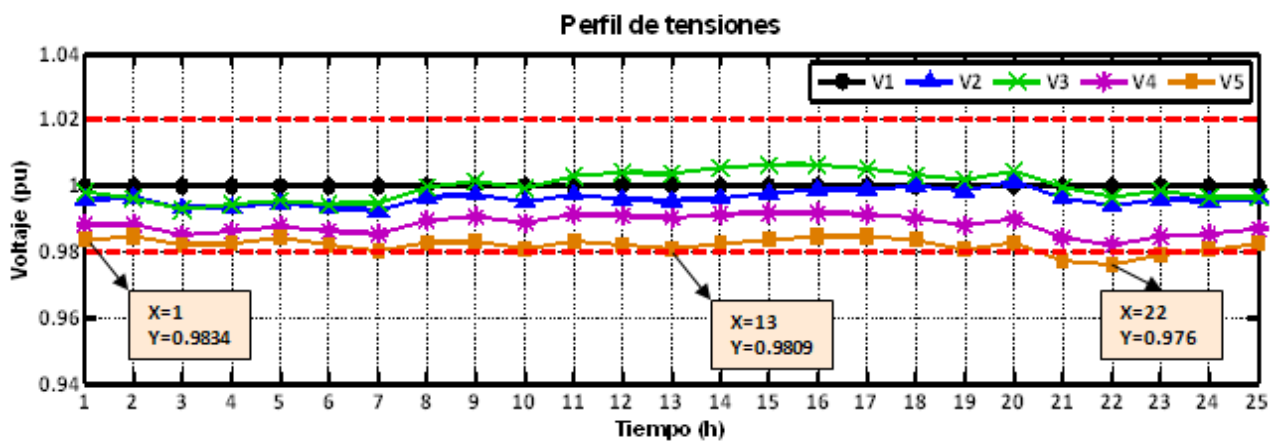


Fig. 5.36. Perfil de tensiones

En la Fig. 5.36 se vuelve a representar la tensión de cada bus del sistema en cada instante. No todos los bus están operando dentro de los rangos de operación, ya que la potencia reactiva inyectada no es suficiente.

La Fig. 5.37 muestra el perfil de ángulos tras la inyección de reactiva.

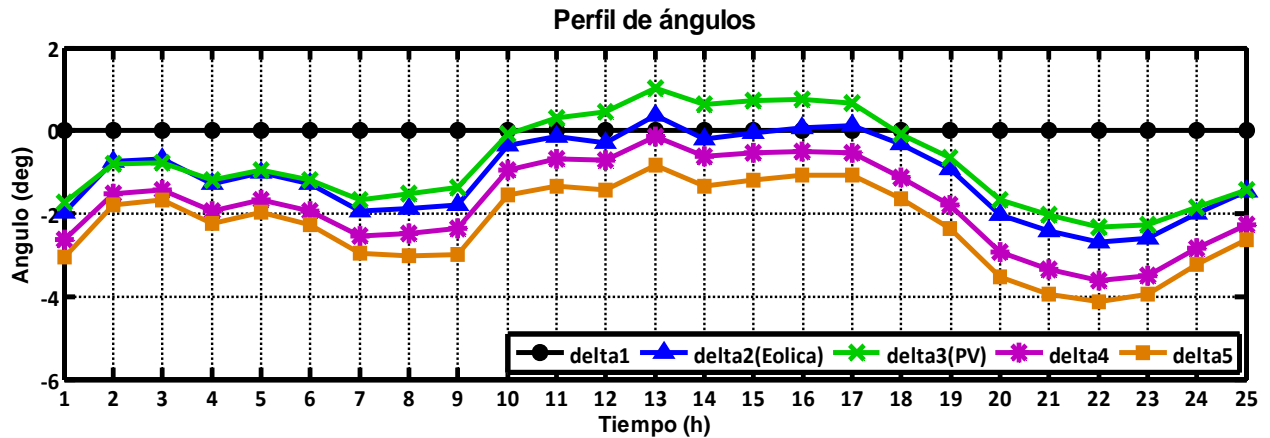


Fig. 5.37. Perfil ángulos

Las Fig. 5.38 y Fig. 5.39 muestran las potencias activas y reactivas en cada bus.

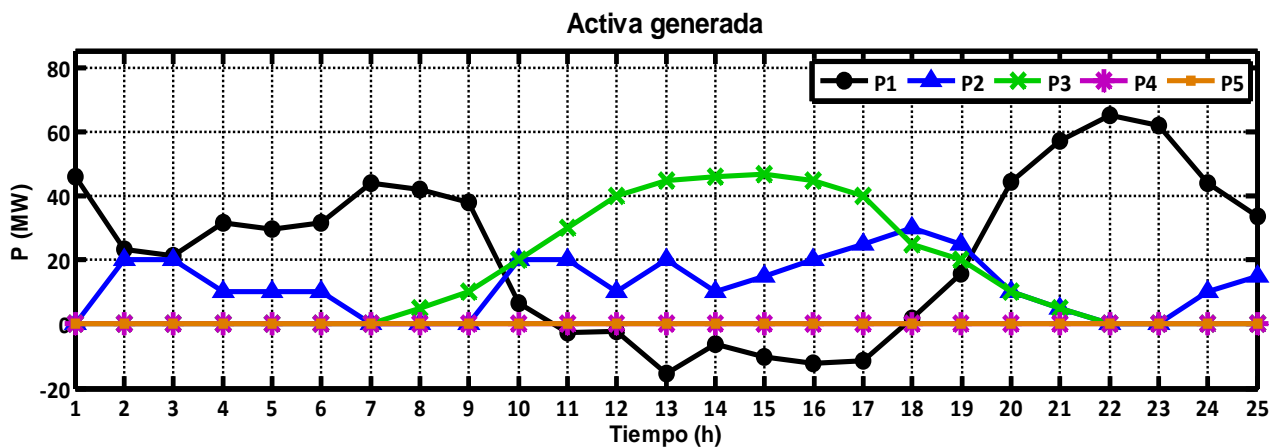


Fig. 5.38. Potencias activas generadas

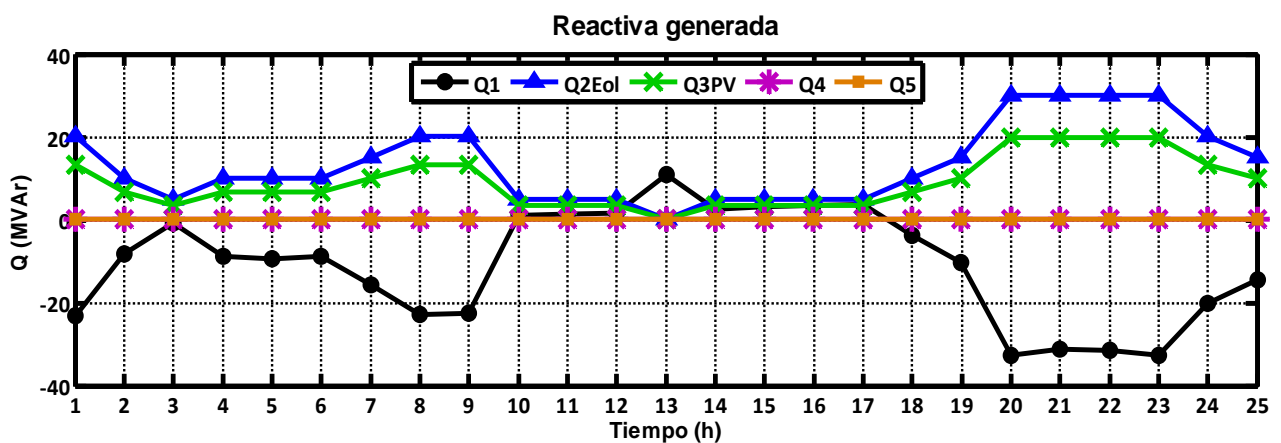


Fig. 5.39. Potencias reactivas generadas

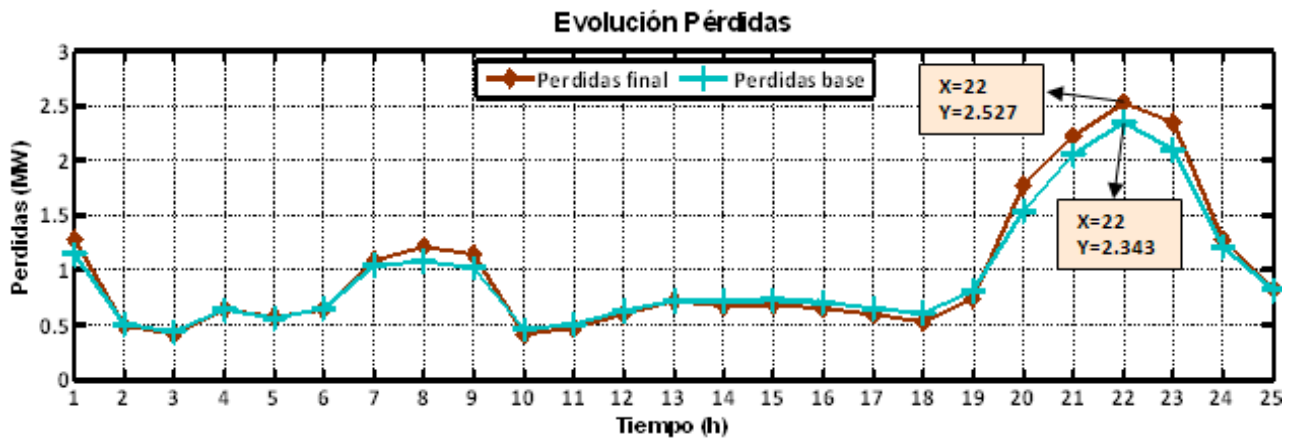


Fig. 5.40. Comparativa de pérdidas en el sistema.

En la Fig. 5.40 se observa que las pérdidas de activa aumentan en los puntos en la que la tensión se ha restablecido, en torno a las 8h y 22h, debido a la inyección de reactiva en dichos momentos. Se puede deducir, que el mejor caso para minimizar las pérdidas está cuando se combinan ambos generadores para inyectar reactiva.

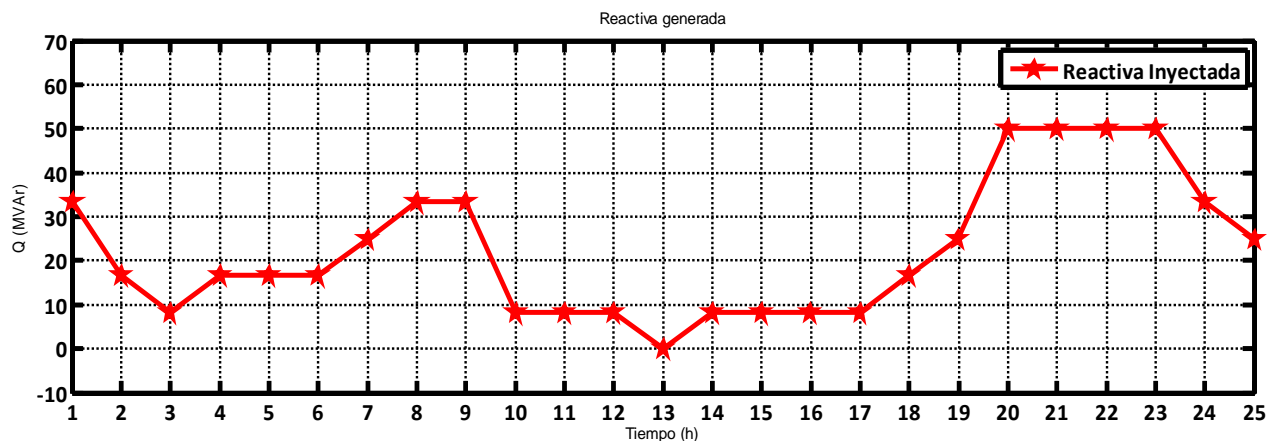


Fig. 5.41. Potencia Reactiva inyectada al sistema en cada instante de tiempo.

En la Fig. 5.41 se observa que has las 20h los generadores se encuentran en su límite de saturación, y que la reactiva inyectada a la red no es suficiente para elevar la tensión. (Ver Fig. 5.36 a las 22h)

Llegado a este punto, lo único que nos queda es deslastrar carga en esos puntos. Ya que el bus4, es una carga crítica, el único bus al que le podemos desconectar la carga es al bus5, perteneciente al residencial.

5.3.5.2.2 Reactiva Fotovoltaica Superior

- Modelo de carga PQ constante. ($\alpha=0$; $\beta=0$).
- Carga con $f_{dp}=0.95i$ para todas las franjas horarias.
- Generador Eólico limitado a 20 MVar.
- Generador Solar limitado a 30 MVar.

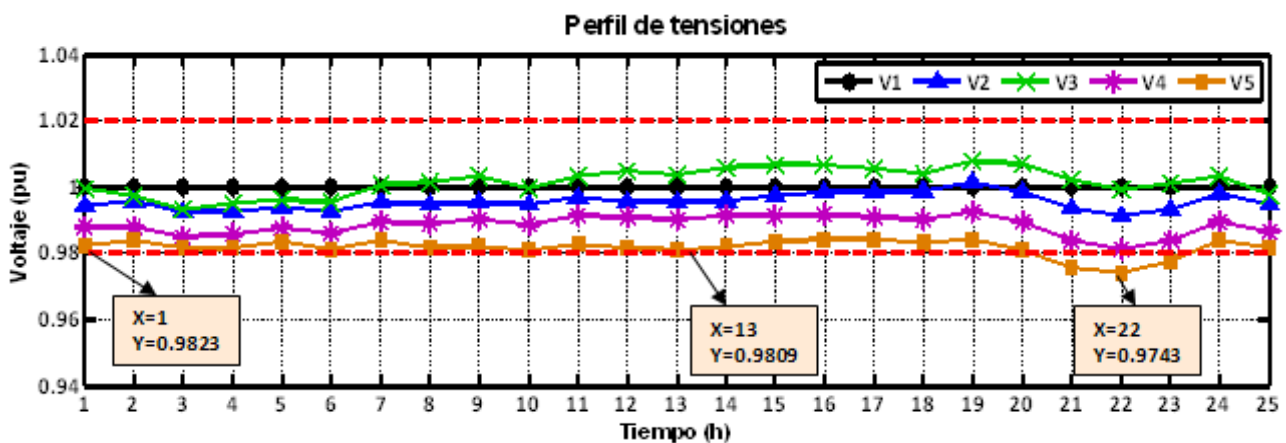


Fig. 5.42. Perfil de tensiones

En la Fig.5.42 se vuelve a representar la tensión de cada bus del sistema en cada instante. No todos los bus están operando dentro de los rangos de operación, ya que la potencia reactiva inyectada no es suficiente.

La Fig. 5.43 muestra el perfil de ángulos tras la inyección de reactiva.

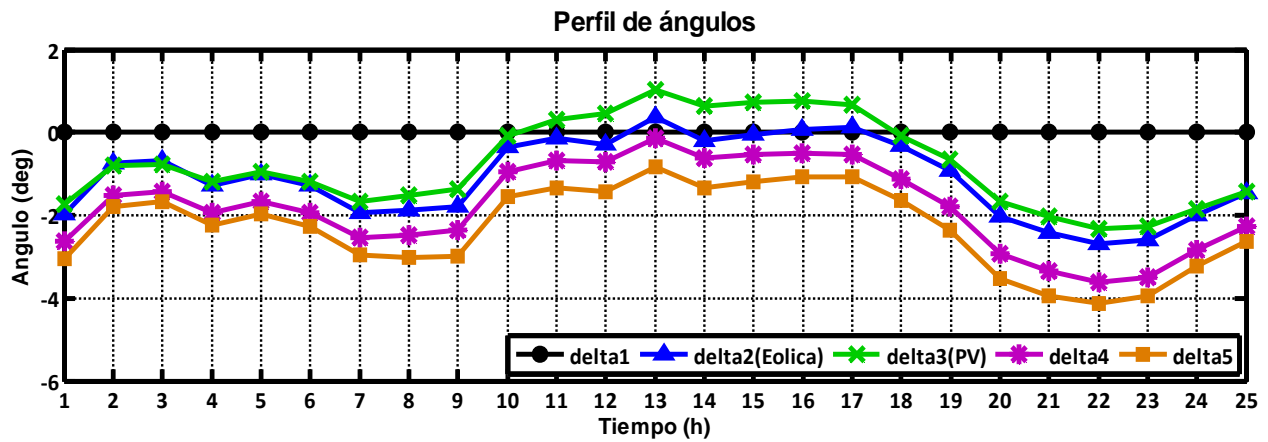


Fig. 5.43. Perfil ángulos

Las Fig. 5.44 y Fig. 5.45 muestran las potencias activas y reactivas en cada bus.

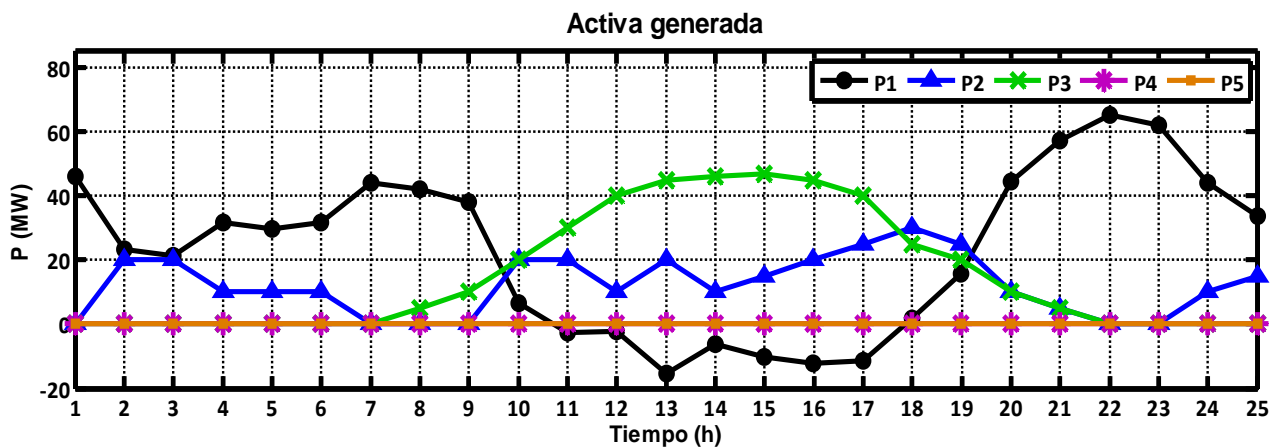


Fig. 5.44. Potencias activas generadas

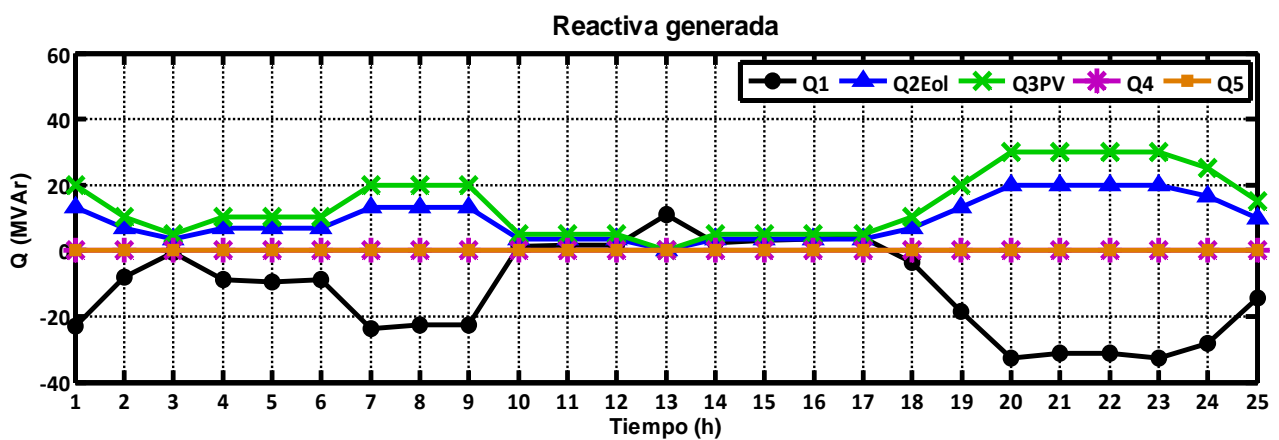


Fig. 5.45. Potencias reactivas generadas

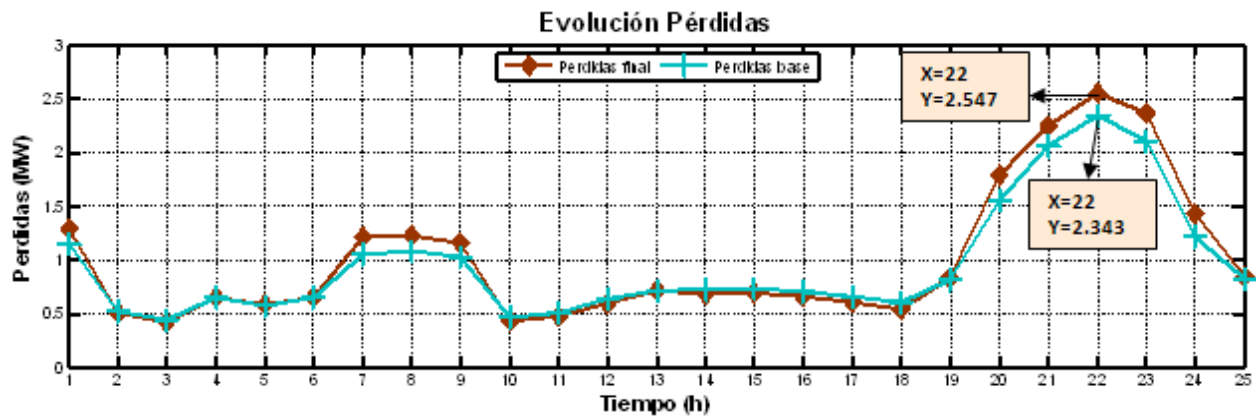


Fig. 5.46. Comparativa de pérdidas en el sistema.

En la Fig. 5.46 se observa que las pérdidas de activa aumentan en los puntos en la que la tensión se ha restablecido, en torno a las 8h y 22h, al igual que ocurría con el generador eólico. Sin embargo, se vuelve a demostrar que al inyectar reactiva procedente del generador fotovoltaico, las pérdidas en el sistema se incrementan.

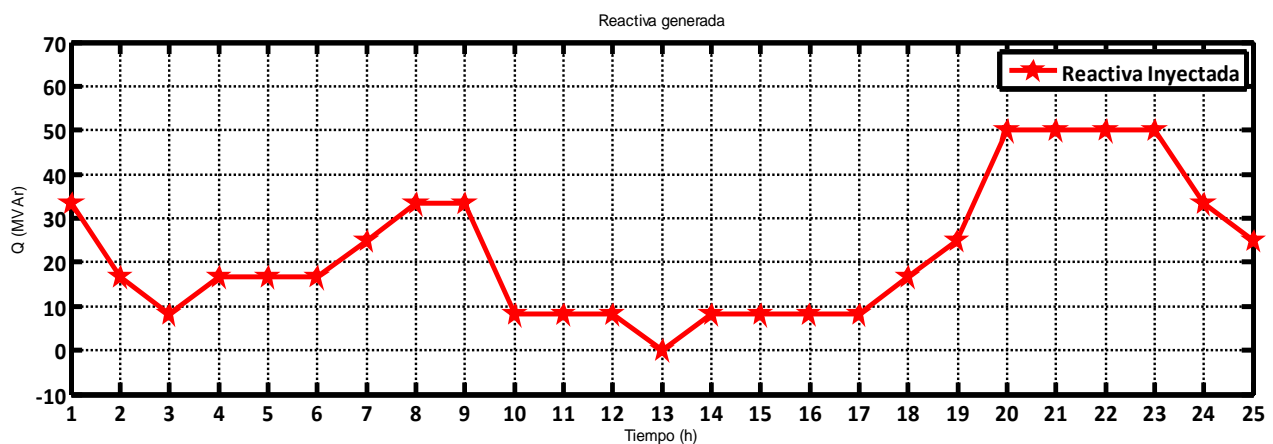


Fig. 5.47. Potencia Reactiva inyectada al sistema en cada instante de tiempo.

En la Fig. 5.47 se observa que a las 20h los generadores se encuentran en su límite de saturación, y que la reactiva inyectada a la red no es suficiente para elevar la tensión. (Ver Fig. 5.42 a las 22h)

De nuevo, llegado a este punto, lo único que nos queda es deslastrar carga en los puntos en los que la tensión no se encuentra dentro de rango. Ya que el bus4, es una carga crítica, el único bus al que le podemos desconectar la carga es al bus5, perteneciente al residencial.

5.3.5.2.3 Deslastre de carga.

La Fig. 5.48 muestra las tensiones (pu) y ángulos en cada bus para cada instante, tras inyectar el máximo de reactiva permitido. Se observa que no todas las tensiones están dentro de los límites de operación. Ya que los generadores están al máximo de inyección de reactiva al sistema, la única manera de restablecer la tensión es mediante el deslastre de carga. El deslastre de carga se realiza en el caso más favorable y dicho caso es cuando la inyección de potencia reactiva a la red es superior por parte del generador eólico, ya que es aquí cuando las pérdidas se minimizan.

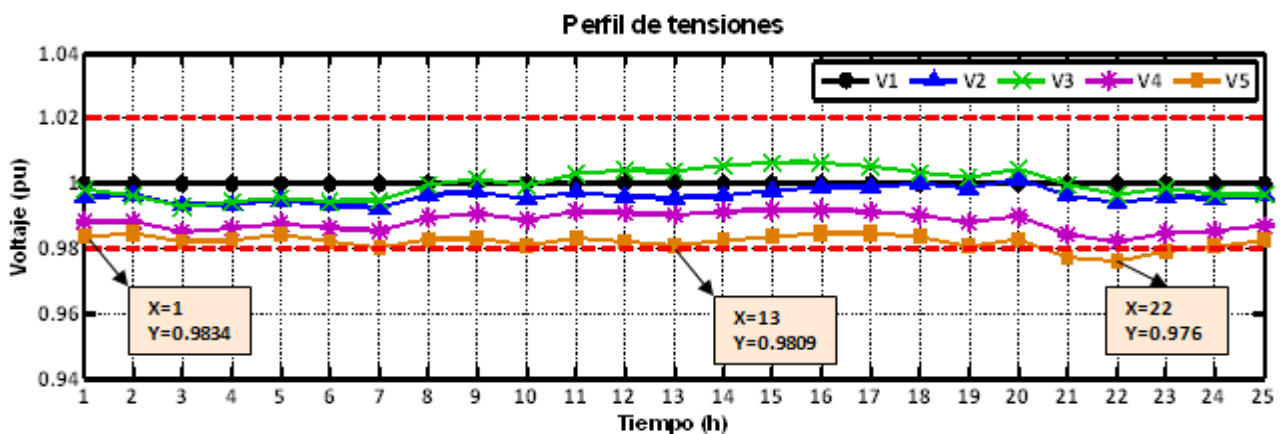


Fig. 5.48. Perfil de tensiones

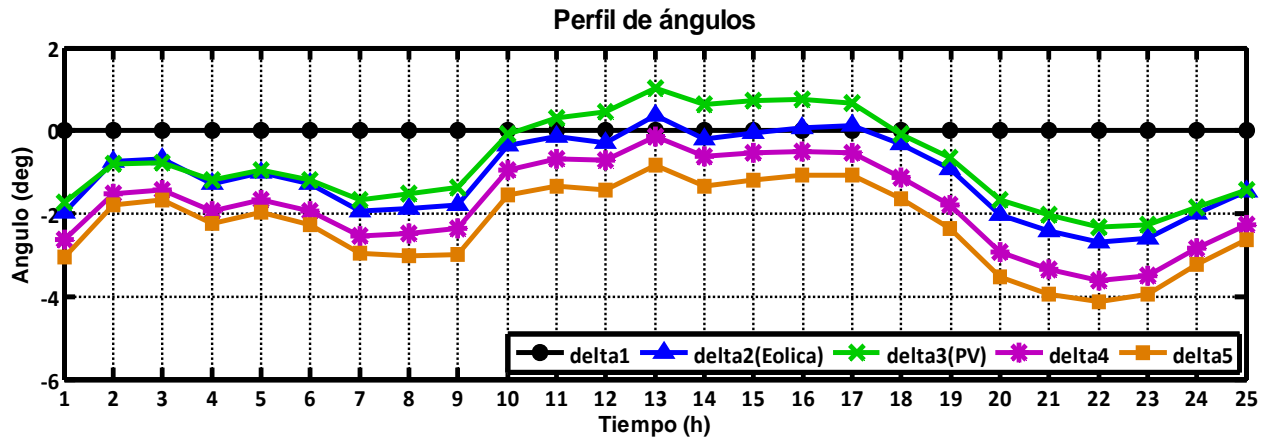


Fig. 5.49. Perfil ángulos

En las Fig. 5.50, 5.51 y 5.52, son idénticas a las Fig. 5.38, 5.39 y 5.40. Esto es lógico ya que el sistema está operando en las mismas condiciones de carga y generación.

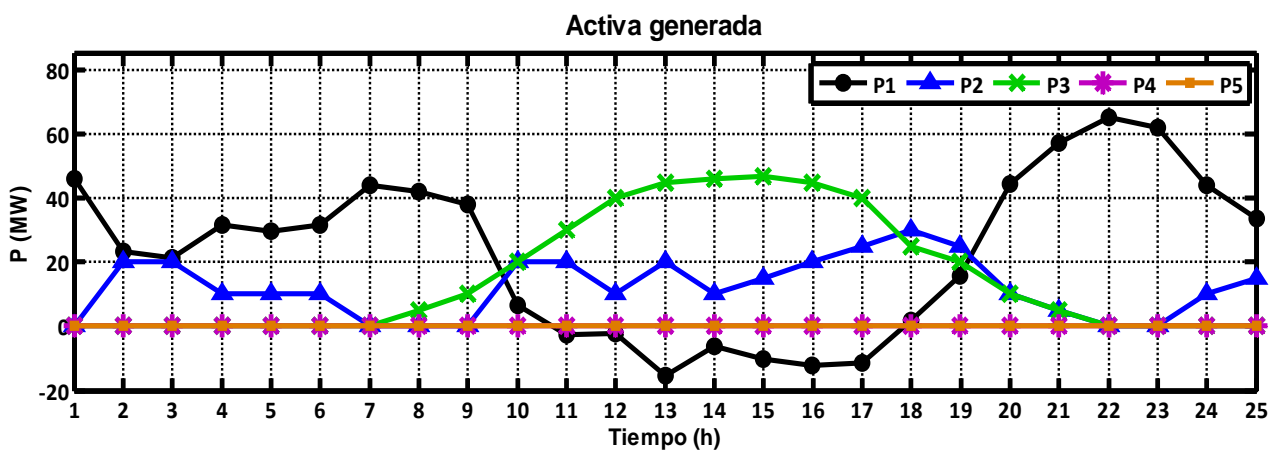


Fig. 5.50. Potencias activas generadas

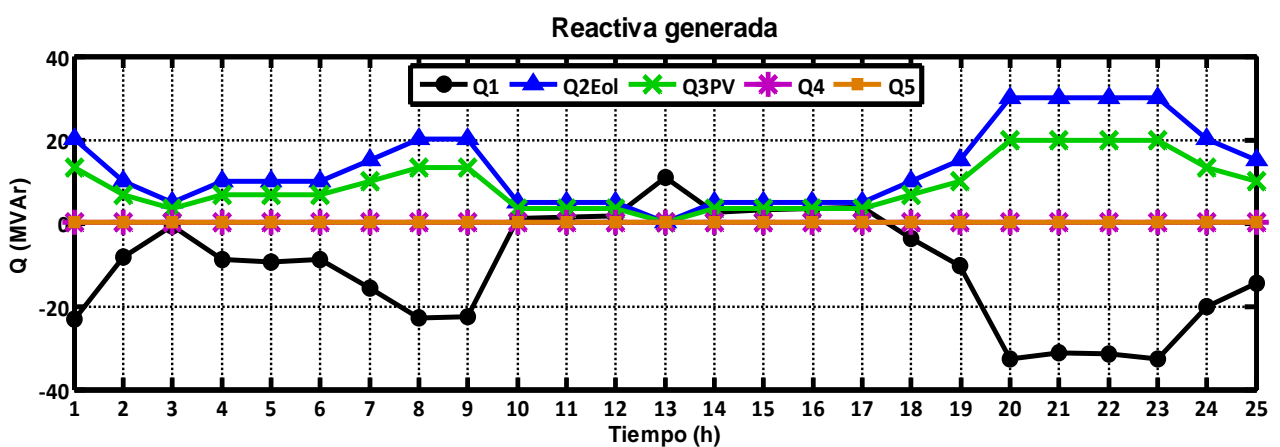


Fig. 5.51. Potencias reactivas generadas

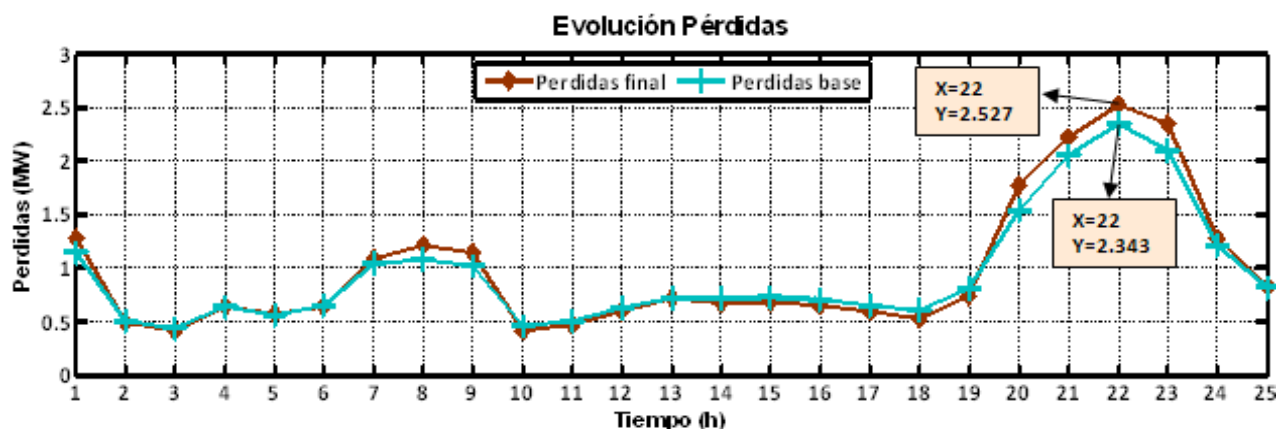


Fig. 5.52. Comparativa de pérdidas en el sistema.

A continuación se procede al deslaster de la carga:

Tras las iteraciones necesarias, las tensiones quedan:

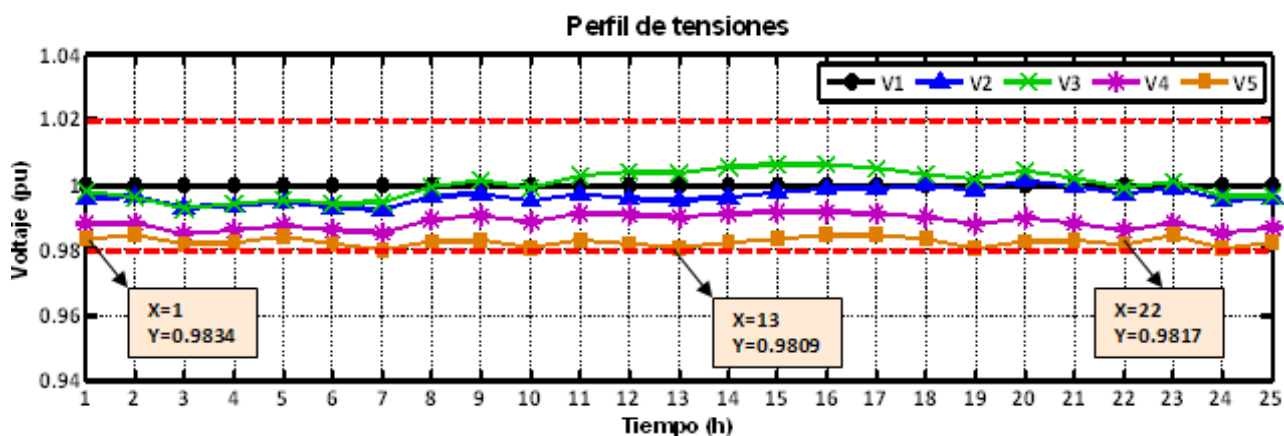


Fig. 5.53. Perfil de tensiones

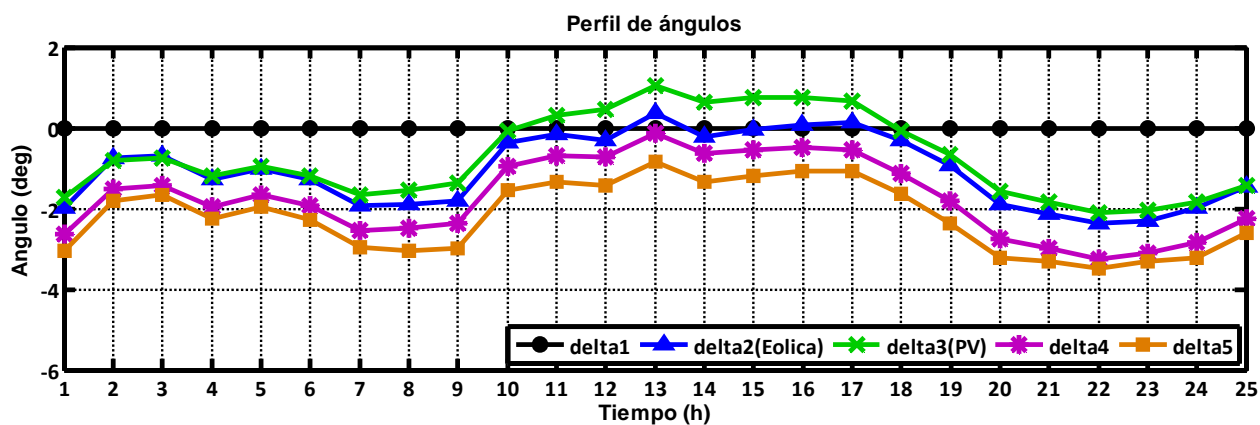


Fig. 5.54. Perfil ángulos

Se observa, que las tensiones se encuentran dentro de rango, que a las 13h, los datos son los mismos que los iniciales, ya que no ha hecho falta ni inyectar reactiva, ni deslastrar carga. A la 1h, ha sido necesaria la inyección de reactiva, pero no el deslastre de carga. Esto último lo observamos en la Fig. 5.55 en dónde únicamente se deslastra carga a las 20h, 21h, 22h y 23h, tal y como se puede observar, coincidiendo estos puntos donde los valores de tensión estaban fuera de rango. (Ver Fig. 5.48). También se observa que la Demanda del Hospital no se modifica.

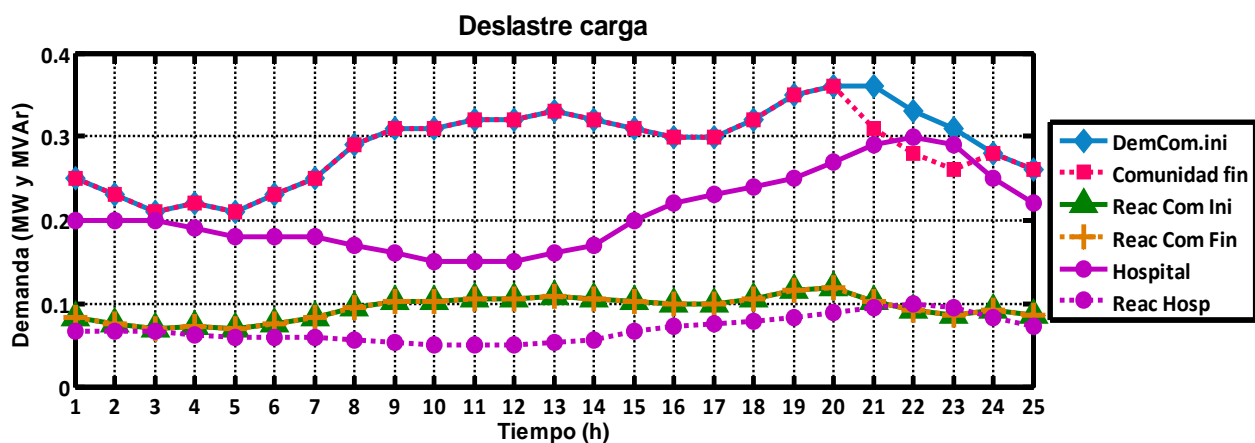


Fig. 5.55. Potencias Demandas antes y después del deslastre de carga.

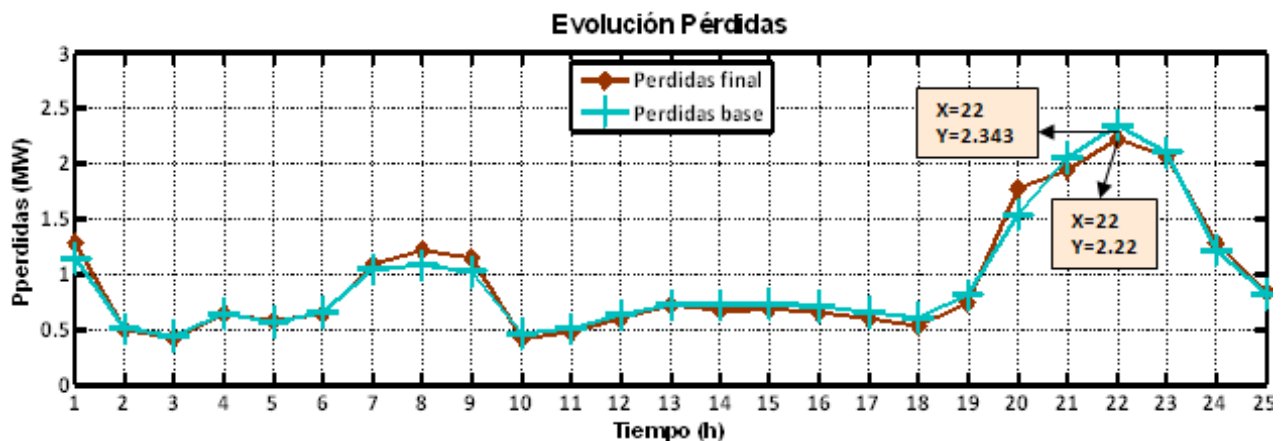


Fig. 5.56. Comparativa de pérdidas en el sistema.

En la Fig. 5.56 se observan las pérdidas en el sistema en esta situación. Se verifica que a las 22h, se reducen las pérdidas del sistema, es en este instante cuando se deslastra la carga para

restablecer tensión, y es por ello que el flujo por las líneas disminuye, y por lo tanto las pérdidas por éstas también se reducen.

6. CONCLUSIONES

La introducción de Generación Distribuida en un sistema, lleva consigo algunas consideraciones técnicas. A partir de una red mallada de cinco nudos, con unos parámetros de línea determinados, se ha introducido la potencia generada por cada fuente renovable en la red en cada instante y se ha analizado el funcionamiento del sistema en base a simulaciones del flujo de carga utilizando un software capaz de analizar múltiples fuentes en el sistema de distribución. El software también debe ser capaz de predecir las tensiones en la red, las pérdidas, los flujos de potencia en las líneas, etc.

El software utilizado en este proyecto es un paquete de simulación de sistemas de potencia, de fácil uso, diseñado para simular el funcionamiento de Sistemas de Potencia. Sus características interactivas y gráficas facilitan la explicación del funcionamiento de sistemas de potencia a usuarios no técnicos.

En este proyecto, se utiliza el algoritmo de Newton-Raphson, con una tolerancia de $10E-5$. El tipo de sistema eléctrico utilizado para evaluar la gestión de la introducción de la GD en el sistema, ha sido el de la red mallada, ya que las tensiones en los bus, o el flujo de potencia a través de las líneas es poco predecible.

El estudio se ha realizado considerando distintas condiciones de carga, así como de generación (perfil típico a lo largo de un día), y se han evaluado los siguientes aspectos técnicos:

- Flujos de potencia
- Pérdidas en la red
- Variaciones de los niveles de tensión

El análisis de los distintos sistemas finalizó satisfactoriamente y los resultados obtenidos han estado en la línea de lo esperado. Los resultados obtenidos en este PFC nos permiten establecer las siguientes conclusiones:

- Cuando existe GD en el sistema, los flujos de potencia disminuyen pudiendo llegar en determinados casos a invertir su sentido e incluso a inyectar potencia a la red en función de la carga del sistema y la potencia generada por la GD. Es interesante resaltar que la potencia suministrada por los parques eólicos y los parques de generación fotovoltaica, al depender de una fuente primaria variable

como es el viento, puede dar lugar a tener el máximo cuando la carga de potencia del sistema es mínima y viceversa, tal y como ocurre a las 22h en las simulaciones realizadas en el Capítulo 5.

- Las pérdidas en la red se reducen de forma importante. La reducción de las pérdidas en la red dependen por una parte de la cantidad de generación distribuida inyectada en la red (potencia de la GD) y por otra, la localización de la GD. Es evidente que una situación estratégica de la GD puede llegar a disminuir de forma óptima las pérdidas en la red, mientras que una mala situación puede incluso llegar a incrementar dichas pérdidas.
- El perfil de los niveles de tensión mejora con la introducción de la GD. Sin embargo, como se puede observar la mejora del nivel de tensión no es en todos los nudos por igual, sino que la mejora depende de la localización de la GD y del grado de penetración de la GD en el sistema.

TRABAJOS FUTUROS

- Mayor estudio del funcionamiento de los generadores eólicos y fotovoltaicos para limitar potencias con valores exactos.
- Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de los usuarios en las zonas aisladas y los procesos que se tecnifiquen con la energía, que induzcan a menos dimensiones en los sistemas de generación y a un óptimo aprovechamiento de su energía.
- Aplicación de la metodología introduciendo diferentes sistemas de almacenamiento, como volantes de inercia o considerar el uso del vehículo eléctrico, entre otros.
- Incorporación fuentes renovables que se encuentren en menor madurez como la energía undimotriz, y otras que puedan resultar viables como la geotermia, la minihidráulica y la energía a partir de hidrógeno.
- Profundización en el diseño de la red, que permita llegar a mayor detalle, como diseño del cableado, disposición de los generadores, y otras que sean de gran valor para la realización de la ingeniería del diseño.
- Desarrollo de módulos que permitan realizar un calendario de operación de fuentes, de acuerdo al potencial energético renovable que puede ser proyectado con ayuda de estimaciones meteorológicas, para el caso de fuentes intermitentes, y disponibilidad de recursos como biomasa o biocombustibles en caso de que se utilicen.

7. BIBLIOGRAFIA

- [1] Milano, F., Zhou, M. & Hou, G. *Open Model For Exchanging Power System Dat*. IEEE PES General Meeting, 2009.
- [2] Mc Morran , A. W. *An Introduction to IEC 61970-301 & 61968-11: The Common Information Model*. Glasgow, Reino Unido, 2007.
- [3] Milano, F., *Quick Reference Manual for PSAT versión 2.1.2*, 2008.
- [4] Stevenson, W., & Grainger, J. *Power System Analysis*. McGraw-Hill, 1994.
- [5] Culebro, M., Gómez, W. & Torres, S. *Software libre vs software propietario. Ventajas y desventajas*. Creative Commons, 2006.
- [6] Stallman, R. M. *Software libre para una sociedad libre*. Traficantes de Sueños, 2004.
- [7] Milano, F., *Power System Modelling and Scripting*. Springer, 2010.
- [8] González López, Ángel J. *Gestión de la energía en una red inteligente*. PFC, Universidad Carlos III de Madrid, 2012.
- [9] Guzmán Dolores, Misael. *Flujos de potencia con Matlab*. Universidad Veracruzana, 2012.
- [10] Ray D. Zimmerman & Murillo Sánchez, Carlos E. *MATPOWER 4.0, User's Manual*. PSERC, 2011.
- [11] Bruce Carlson, A., *Teoría de Circuitos*. Thomson, 2002.
- [12] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1993.
- [13] Unión Fenosa, distribución. *Proyecto Tipo Líneas Eléctricas Subterráneas hasta 20 kV*. Ed. 3. Septiembre 2011.
- [14] Unión Fenosa, distribución. *Proyecto Tipo Líneas Eléctricas Aéreas hasta 20 kV*. Abril, 2010.
- [15] <http://www.pserc.cornell.edu//matpower/>
- [16] <https://pypi.python.org/pypi/PYPOWER/4.0.0>

ANEXOS

A. CONCEPTOS BÁSICOS

Para comprender la forma en la que interactúan los diferentes elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia, es necesario analizar el comportamiento de cada uno de ellos de forma independiente. Para analizar la respuesta de cada componente del sistema eléctrico ante diferentes condiciones de operación, es necesario contar con modelos matemáticos que nos representen de manera aceptable su comportamiento.

A.1. Potencia en circuitos de ca monofásicos

A pesar de que la teoría fundamental de la transmisión de energía describe su propagación en términos de la interacción de campos eléctricos y magnéticos, el ingeniero de potencia está, por lo general, más interesado en la razón de cambio de la energía con respecto al tiempo en términos del voltaje y de la corriente. La unidad de potencia es el *vatio*. La potencia en vatios que es absorbida por la carga en cierto instante es el producto de la caída de voltaje instantáneo a través de la carga, en voltios, y de la corriente instantánea que entra en la carga, en amperios. Si se designan las terminales de la carga con a y n, y si el voltaje y la corriente se expresan por:

$$v_{an} = V_{m\acute{a}x} \cdot \cos\omega t$$

$$i_{an} = I_{m\acute{a}x} \cdot \cos(\omega t - \theta)$$

La potencia instantánea es:

$$p = v_{an} \cdot i_{an} = V_{m\acute{a}x} \cdot I_{m\acute{a}x} \cdot \cos\omega t \cdot \cos(\omega t - \theta) \quad (7.1)$$

Para esta expresión, el ángulo θ es positivo cuando la corriente *atrasa* al voltaje y es negativo para una corriente en *adelanto*. Un valor positivo de p expresa la razón a la que la energía es

absorbida por aquella parte del sistema que se encuentra entre los puntos a y n . La potencia positiva calculada como $v_{an} \cdot i_{an}$ se obtiene cuando la corriente fluye en la dirección de la caída de voltaje, y es la razón de transferencia de energía a la carga. Por el contrario, la potencia negativa calculada como $v_{an} \cdot i_{an}$ se obtiene cuando la corriente fluye en la dirección de elevación de voltaje y representa la energía transferida desde la carga al sistema en el que se encuentra conectada [3].

Al aplicar identidades trigonométricas a la expresión de la ecuación (2.1) se obtiene

$$p = \frac{V_{m\acute{a}x}I_{m\acute{a}x}}{2} \cdot \cos\theta \cdot (1 + \cos 2\omega t) + \frac{V_{m\acute{a}x}I_{m\acute{a}x}}{2} \cdot \sin\theta \cdot \sin 2\omega t \quad (7.2)$$

Para una carga resistiva ($\theta=0$), la potencia instantánea es la correspondiente al primer término de la ecuación (2.2). Para una carga inductiva, la potencia instantánea es la correspondiente a la que aparece en el segundo término de la ecuación (2.2), ya que $\theta=\pi/2$.

Un análisis del primer término de la ecuación (2.2), no da valores de p siempre positivos, y tiene un valor promedio de

$$p = \frac{V_{m\acute{a}x}I_{m\acute{a}x}}{2} \cdot \cos\theta \quad (7.3)$$

O al sustituir los valores de *rms* ($V_{rms} = \frac{V_{m\acute{a}x}}{\sqrt{2}} = |V|$), ($I_{rms} = \frac{I_{m\acute{a}x}}{\sqrt{2}} = |I|$) del voltaje y la corriente,

$$P = |V||I| \cdot \cos\theta \quad (7.4)$$

P es la *potencia* promedio, también llamada como potencia *real* o *activa*. La unidad fundamental para las potencias instantánea y promedio es el *watts*; pero un watt es una unidad muy pequeña comparada con otras de los sistemas de potencia, por lo que P generalmente se mide en Kilovatios o Megavatios [3].

El coseno del ángulo de fase, θ , entre el voltaje y la corriente, se llama factor de potencia. Se dice que en un circuito inductivo tiene un factor de potencia en atraso y que un circuito capacitivo lo tiene en adelanto.

El segundo término de la ecuación (2.2), (aquel que contiene el término $\sin\theta$) es alternadamente positivo y negativo, y tiene un valor promedio de cero. Esta componente de potencia instantánea, se llama *potencia reactiva instantánea*, y expresa el flujo de energía, que en forma alterada, va hacia la carga y regresa de ella. El valor máximo de esta potencia pulsante denominada Q se llama *potencia reactiva o voltamperes reactivos* [3].

$$Q = \frac{V_{\max} I_{\max}}{2} \cdot \sin\theta \quad (7.5)$$

$$Q = |V||I| \cdot \sin\theta \quad (7.6)$$

Se le asigna un valor positivo a la Q consumida por una carga inductiva y un signo negativo a la Q consumida por una carga capacitiva.

Generalmente, los ingenieros en sistemas de potencia piensan en la carga capacitiva como de un generador de potencia reactiva positiva, en lugar de considerarla como una carga que requiere potencia reactiva negativa. En definitiva, el capacitor suministra la Q requerida por la carga inductiva. Esto es lo mismo que considerar el capacitor como un dispositivo que entrega una corriente en atraso, en lugar de entregarla en adelanto. Este concepto será clave para los futuros estudios en la Red de Potencia [3].

La raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de P y Q es igual al producto de $|V||I|$, esto es

$$\sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(|V||I| \cdot \cos\theta)^2 + (|V||I| \cdot \sin\theta)^2} = |V||I| \quad (7.7)$$

En un circuito simple, donde $Z = R + jX$, se puede sustituir $|I||Z|$ por $|V|$ en las ecuaciones (2.6) y (2.4), para obtener,

$$P = |I|^2 |Z| \cdot \cos\theta \quad (7.8)$$

$$Q = |I|^2 |Z| \cdot \sin\theta \quad (7.9)$$

Al reconocer que $R = |Z|\cos\theta$ y $X = |Z|\sin\theta$ se encuentra que

$$P = |I|^2 R \quad y \quad Q = |I|^2 X \quad (7.10)$$

Las ecuaciones (2.4) y (2.6), proveen otro método para calcular el factor de potencia ya que $Q/P = \tan\theta$. El factor de potencia, es por tanto,

$$\cos\theta = \cos\left(\arctan\left(\frac{Q}{P}\right)\right) \quad (7.11)$$

A.2. Potencia Compleja

Se puede hacer el cálculo en forma compleja y de manera conveniente de las potencias real y reactiva, si las expresiones fasoriales del voltaje y de la corriente son conocidas. Si la caída de voltaje y la corriente entra en una cierta carga o parte de un circuito se expresan por $V = |V|\angle\alpha$ e $I = |I|\angle\beta$, respectivamente, el producto del voltaje por el conjugado de la corriente en forma polar es

$$S = VI^* = |V||I|\angle(\alpha - \beta) \quad (7.12)$$

Por lo general, esta cantidad, llamada *potencia compleja*, se le designa con la letra S.

$$S = P + jQ \quad (7.13)$$

A.3. Triángulo de Potencia

La ecuación (2.13) sugiere un método gráfico para obtener P, Q y el ángulo de fase para cargas en paralelo si se conoce que $\cos\theta$ es $P/|S|$. El triángulo de potencia se puede dibujar para una carga inductiva como se muestra en la Fig. 2.1

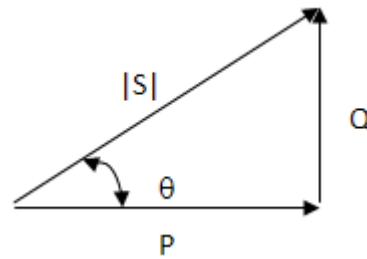


Fig. 7.1. Triángulo de potencia

A.4. Cantidades en por unidad

Los fabricantes del equipo especifican las características del mismo en forma porcentual o por unidad respecto a valores nominales, esto es, valores en condiciones de carga u operación normal de diseño. Debido a la gran diversidad, surge la necesidad de establecer bases comunes con respecto a la cual se refieran los parámetros de los circuitos equivalentes, para tener la posibilidad de interconectar modelos [4].

Un sistema en p.u. se especifica expresando la tensión, la corriente, la potencia y la impedancia de un circuito con referencia a un valor base que se elige para cada magnitud.

$$\text{Valor por unidad} = \frac{\text{Valor real}}{\text{Valor base}} \quad (7.14)$$

Las líneas de transmisión de potencia operan a niveles en los que el kilovoltio (kV) es la unidad más conveniente para expresar sus voltajes, debido a que transmite una gran cantidad de potencia. Sin embargo, estas cantidades, al igual que los amperios y los ohmios, se expresan frecuentemente en por ciento o en por unidad de un valor base o de referencia especificado para cada una. Por ejemplo, si se selecciona una base de voltaje de 120 kV, los voltajes de 108, 120 y 126 kV equivaldrán a 0.90, 1.00 y 1.05 en por unidad (p.u) o a 90, 100 y 105%, respectivamente.

El manejar todos los parámetros del sistema en p.u. hace que los métodos de cálculo sean más sencillos que si se utilizaran datos reales (Ohm, Voltios, Amperios, kVA...)

Valores en por unidad más significativos:

- Magnitudes base: U_{BASE} , S_{BASE}
- Magnitudes relacionadas: Z_{BASE} , I_{BASE}

Relaciones básicas:

$$U_{BASE} = I_{BASE} * Z_{BASE} \quad (7.15)$$

$$S_{BASE} = U_{BASE} * I_{BASE} \quad (7.16)$$

Para un sistema monofásico se tiene:

$$Z_{BASE} = \frac{U_{BASE}^2}{S_{BASE}} \quad (7.17)$$

$$Z_{BASE} = \frac{S_{BASE}}{U_{BASE}} \quad (7.18)$$

Para un sistema trifásico:

$U_{BASE}(\text{fase-fase}) = \text{Tensión de línea}$
 $S_{BASE} = \text{Potencia aparente trifásica}$

$$Z_{BASE} = \frac{U_{BASE}^2(\text{fase} - \text{neutro})}{\frac{1}{3} \cdot S_{BASE}} = \frac{3 \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot U_{BASE}(\text{línea}) \right)^2}{S_{BASE}} = \frac{U_{BASE}(\text{línea})^2}{S_{BASE}} \quad (7.19)$$

$$I_{BASE} = \frac{S_{BASE}}{\sqrt{3} \cdot U_{BASE}(\text{línea})} \quad (7.20)$$

A.4.2. Cambios de una base a otra

Un equipo con U_a , S_a , Z_a en p.u. referidos a una $S_{BASE, a}$, $U_{BASE, a}$, y se desea transformar a una nueva base $S_{BASE, n}$, $U_{BASE, n}$.

Denominando como:

a: base antigua

n: base nueva

➤ Líneas:

$$U_n(p.u) = U_a(p.u) \cdot \frac{U_{BASE, a}}{U_{BASE, n}} \quad (7.21)$$

$$S_n(p.u) = S_a(p.u) \cdot \frac{S_{BASE, a}}{S_{BASE, n}} \quad (7.22)$$

$$Z_n(p.u) = Z_a(p.u) \cdot \frac{S_{BASE, n}}{S_{BASE, a}} \cdot \left(\frac{U_{BASE, a}}{U_{BASE, n}} \right)^2 \quad (7.23)$$

➤ Transformadores:

$$r_f = \frac{U_{BASE, Zona1}}{U_{BASE, Zona2}} = r_{trfo} \quad (7.24)$$

$$X_{cc,n}(p.u) = X_{cc,a}(p.u) \cdot \frac{S_{BASE, n}}{S_{BASE, a}} \quad (7.25)$$

➤ Generadores:

$$X_{d,n}(p.u) = X_{d,a}(p.u) \cdot \frac{S_{BASE, n}}{S_{BASE, a}} \cdot \left(\frac{U_{BASE, a}}{U_{BASE, n}} \right)^2 \quad (7.26)$$

Los cambios de base son necesarios para poder realizar flujos de carga, en dónde la red a analizar posee nudos de diferentes tensiones, es decir, en la red existen áreas o zonas de diferentes valores de tensión. Para resolver flujos de carga, se necesitan condiciones de régimen permanente y para ello es necesario que todo el sistema esté expresado en una base común.

B. Método DESACOPLADO RÁPIDO

Cuando el sistema eléctrico tiene un gran número de barras, el método de Newton - Raphson usa demasiados recursos de cómputo y memoria del computador en donde se están realizando los cálculos, ya que se está calculando, almacenando y factorizando en cada iteración la matriz Jacobiana del sistema.

El método de Desacoplado Rápido, es una variante que introduce aproximaciones deducidas de la topología de la red y las condiciones de operación normales del sistema.

Las simplificaciones son aplicables si el sistema eléctrico cumple con:

- En las líneas de transmisión, el siguiente cociente $\frac{X}{R}$ tiene que ser un valor elevado, siendo X la reactancia en serie, y la R la resistencia de la línea.
- En una condición de operación normal del sistema, la diferencia entre el ángulo de voltajes entre nudos adyacentes sea pequeña.
- En una condición de operación normal del sistema, el módulo del voltaje en todos los nudos del sistema sea aproximadamente 1p.u.

Las ecuaciones quedan de la siguiente manera:

$$[B'] \cdot [\Delta\delta] = - \left[\frac{\Delta P}{U} \right] \quad (7.27)$$

$$[B''] \cdot [\Delta U] = - \left[\frac{\Delta Q}{U} \right] \quad (7.28)$$

Donde B' y B'' son constantes a lo largo del proceso iterativo.

$$B'_{ij} = \frac{-1}{X_{ij}} \quad (7.29)$$

$$B''_{ii} = \sum \frac{-1}{X_{ij}} \rightarrow \text{No se consideran las capacitancias en paralelo (en derivación)}$$

$$B''_{ij} = -B'_{ij} \quad (7.30)$$

$$B''_{ii} = -B_{ii} \rightarrow \text{Sí se consideran las capacitancias en derivación.} \quad (7.31)$$

B.1. Conclusiones del método de DESACOPLADO RÁPIDO

Este método, respecto al Método de Newton-Raphson, realiza menor número de operaciones, aunque mayor número de iteraciones para llegar a la convergencia. Sin embargo el error es menor.

La realización de los cálculos para la resolución del flujo de carga, es bastante compleja y tediosa, para lo cual se han desarrollado herramientas computacionales para facilitarnos dicho estudio. El siguiente capítulo trata sobre esto.

C. COMANDOS EN MATLAB Y PYTHON

A continuación se exponen las diferentes sintaxis dependiendo del tipo de programación utilizado. Tanto Matlab como Python diferencian entre mayúsculas y minúsculas.

Tabla 7 1. Principales comandos de programación

	MATLAB	PYTHON
Descripción de Script File	.m	.py
Comentarios	%	#
Ayuda para una función	help plot	help(plot) - ¿plot
Ayuda para Toolbox/Librerías	help splines doc splines	help(pylab)
Definir variable	a=1;b=2;	a=1;b=2;
Suma	a+b	a+b – add(a,b)
Resta	a-b	a-b – subtract(a,b)
Multiplicación	a*b	a*b – multiply(a,b)
División	a/b	a/b – divide(a,b)
Número PI	pi	math.pi
Exponencial	exp(1)	math.e – math.exp(1)
No número	Nan	nan
Infinito	Inf	inf
+∞, -∞		plus_inf , minus_inf
+0, -0		plus_zero, minus_zero
Unidad imaginaria	i	z=1j
Números complejos	z=3+4i	z=3+4j – z=complex(3,4)
Parte real	real(z)	z.real
Parte imaginaria	imag(z)	z.imag
Argumento de z	arg(z)	
Conjugado de z	conj(z)	z.conj() – z.conjugate()

Secuencia 1, 4, 7, 10	1:3:10	arrange(1,11,3)
Vector	a=[2 3 4 5];	a=array([2,3,4,5])
Matriz	a=[2 3;4 5]	a=array([2,3],[4,5])
Concatenar dos vectores	[a a]	concatenate((a,a))
Concatenar valores de vectores	[1:4 a]	concatenate((range(1,5),a),axis=1)
Multiplicar dos vectores	a.*a	a*a
Traspasar datos	b=a	b=a.copy
Matriz traspuesta	a'	a.transpose()
Matriz inversa	inv(a)	linalg.inv(a)
Dimensión de la matriz	size(a)	a.shape() - a.getshape()
Número de elementos	length(a)	a.size
b⁻¹*a (División)	a\b	linalg.solve(a,b)
Gráfica	plot(x(:,1),x(:,2),'o')	plot(x[:,1],x[:,2],'o')
Bucle for	for i=1:5;disp(i);end	for I in range(1,6):print(i)
Condicional	if ~==0 a=10;end	if a!=0: a=10